

ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ

2

1957

МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР · АКАДЕМИЯ НАУК СССР

ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ БЮЛЛЕТЕНЬ

№ 2

УГЛЕТЕХИЗДАТ
МОСКВА 1957

22 апреля 1957 г. исполнилось 87 лет со дня рождения основателя нашей Коммунистической партии и нашего государства великого В. И. Ленина.

В связи с этой знаменательной датой приводим статью В. И. Ленина «Одна из великих побед техники», в которой гениальный вождь и учитель 44 года назад дал яркую исчерпывающую социально-экономическую оценку проблемы подземной газификации углей.

Статья была написана в связи с попыткой в 1913 г. английского химика В. Рамсея реализовать идею подземной газификации углей, выдвинутую впервые великим русским ученым Д. И. Менделеевым в 1888 г.

Статья была опубликована в газете «Правда» № 91 от 4 мая 1915 г. Непревзойденная по своей глубине и прозорливости ленинская статья по этому вопросу вызвала в 1932 г. в нашей стране организацию практических работ по подземной газификации, в результате которых к настоящему времени сложная проблема превращается из мечты в действительность.

* *
*

Одна из великих побед техники

Всемирно-знаменитый английский химик Вильям Рамсей (Ramsay) открыл способ непосредственного добывания газа из каменноугольных пластов. Рамсей ведет уже переговоры с одним владельцем каменноугольных рудников о практической постановке дела.

Одна из великих задач современной техники близится, таким образом, к разрешению. Переворот, который вызовет ее решение, громок.

В настоящее время, чтобы использовать энергию, заключающуюся в каменном угле, его развозят по стране и сжигают в массе отдельных предприятий и домов.

Открытие Рамсея означает гигантскую техническую революцию в этой, едва ли не самой важной, отрасли производства капиталистических стран.

Рамсей открыл способ непосредственно, на месте нахождения угля, без извлечения его на поверхность земли, превращать этот уголь в газ. Подобный прием, только гораздо более простой, употребляется иногда при добыче соли: ее не извлекают на поверхность земли прямо, а растворяют водой, и уже раствор поднимают потом по трубам.

Способ Рамсея превращает каменноугольные рудники как бы в громадные дистилляционные аппараты для выработки газа. Газ приводит в движение газовые моторы, которые дают возможность исполь-

зовать вдвое большую долю энергии, заключающейся в каменном угле, чем это было при паровых машинах. Газовые моторы, в свою очередь, служат для превращения энергии в электричество, которое техника уже теперь умеет передавать на громадные расстояния.

Стоимость электрического тока понизилась бы, при таком техническом перевороте, до одной пятой, а может быть даже до одной десятой теперешней стоимости. Громадная масса человеческого труда, употребляемого теперь на добывание и развозку каменного угля, была бы сэкономлена. Использовать можно было бы даже наиболее бедные и неразработанные ныне залежи каменного угля. Расходы на освещение и отопление домов понизились бы чрезвычайно.

Переворот в промышленности, вызванный этим открытием, будет огромен.

Но последствия этого переворота для всей общественной жизни в современном капиталистическом строе будут совсем не те, какие вызвало бы это открытие при социализме.

При капитализме «освобождение» труда миллионов горнорабочих, занятых добыванием угля, породит неизбежно массовую безработицу, громадный рост нищеты, ухудшение положения рабочих. А прибыль от великого изобретения положит себе

в карман Морганы, Рокфеллеры, Рябушинские, Морозовы — с их свитой адвокатов, директоров, профессоров и прочих лакеев капитала.

При социализме применение способа Рамсея, «освобождая» труд миллионов горнорабочих и т. д., позволит сразу сократить *для всех* рабочий день с 8 часов, к примеру, до 7, а то и меньше. «Электрификация» всех фабрик и железных дорог сделает условия труда более гигиеничными, избавит миллионы рабочих от дыма, пыли и грязи, ускорит превращение грязных отвратительных мастерских в чистые,

светлые, достойные человека лаборатории. Электрическое освещение и электрическое отопление каждого дома избавят миллионы «домашних рабынь» от необходимости убивать три четверти жизни в смрадной кухне.

Техника капитализма с каждым днем все более и более *перерастает* те общественные условия, которые осуждают трудящихся на наемное рабство.

В. И. Ленин. Сочинения, т. 19, стр. 41—42.

Краткие итоги работ и ближайшие задачи в области подземной газификации углей

Начальник Главподземгаза В. А. МАТВЕЕВ

1. КРАТКИЙ ОБЗОР ОПЫТНЫХ РАБОТ ПО ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ В СССР

Несмотря на то, что сама идея подземной газификации углей возникла семьдесят лет назад, она не получила в капиталистическом мире и в царской России практического разрешения.

До окончания второй мировой войны работы по подземной газификации углей велись только в СССР.

Практические работы по разрешению этой проблемы в нашей стране были начаты в 1933 г.

Первые предложения по подземной газификации углей основывались на технологических принципах, разработанных для газификации углей в наземных газогенераторах, где непременным условием газификации является наличие определенной высоты слоя кускового сортированного топлива.

Всего за 1933—1935 гг. в Донбассе и Подмосковном бассейне было проведено 9 опытов по проверке методов, основанных на принципах газификации дробленого угля. Методы газификации отличались друг от друга только способами рыхления пласта и создания рабочего слоя угля. Одни предусматривали предварительную закладку зарядов взрывчатого вещества в пласт угля и принудительное взрывание зарядов с поверхности (метод проф. Федорова), другие предусматривали автоматическое взрывание зарядов по мере выгазовывания угля и продвижение высоких температур в пласте (метод инж. Кириченко) и, наконец, третьи заключались в обычной выемке угля из пласта, его дроблении и сортировке в подземных условиях, в последующей закладке его в полученные выработки и, наконец, его газификации (метод магазинирования инж. Кузнецова).

Положенные в основу этих методов технологические принципы исключали бесшахтную подземную газификацию углей, требовали применения большого количества подземного труда, так как газификации подвергался уже освобожденный из пласта и разрыхленный уголь.

Эти методы оказались чрезвычайно сложными,

они не давали возможности длительно получать газ устойчивого качества и не могли служить хорошей технической базой для решения проблемы.

1. Краткий обзор опыта подземной газификации углей с предварительным дроблением пласта

Опытные работы на Крутовском опытном участке (Подмосковский бассейн)

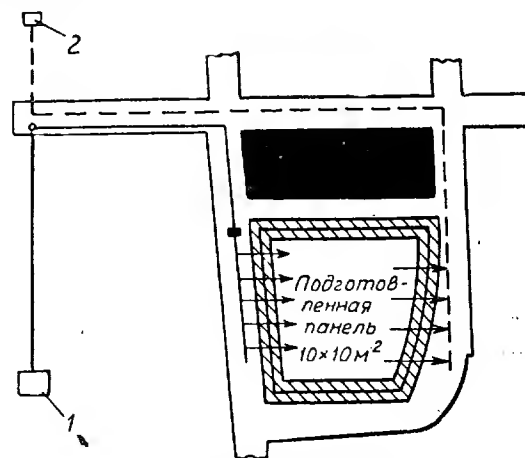
Панель № 1

Период работы — с 4/IV по 17/IV 1933 г.

Количество подготовленного угля — 200 т.

Цель опыта — проведение подземной газификации угля с предварительным дроблением его посредством взрывчатых веществ.

Панель представляла собой целик угля размером $10 \times 10 \text{ м}^2$ на глубине 15 м, о контуренный горными выработками и кирпичной стеной, через которую проходила 5 труб для подачи воздуха и 4 трубы



Условные обозначения:

— Воздух
- - - Газ

Рис. 1. Крутовская опытная панель № 1:

1 — вентилятор; 2 — эксгаузер

для отсоса газа (рис. 1). Производительность дутьевого вентилятора, как и отсасывающего эксгаустера, — 6000 м³/час, фактическая интенсивность дутья — не выше 1500 м³/час.

К моменту окончания подготовительных и монтажных работ целик оказался раздавленным. Попытка еще сильнее измельчить уголь путем его взрывания не удалась из-за трудности пробуривания шпуров.

В результате опыта был получен дымовой газ с большим избытком воздуха.

После вскрытия панели было установлено, что из 200 т подготовленного угля сгорело не более 10 т.

Панель № 2

Период работы — с 13/VIII по 1/XII 1934 г.

Количество подготовленного угля — около 1000 т.

Цель опыта — вторичное проведение подземной газификации углей с предварительным дроблением угля взрывчатыми веществами.

Панель представляла собой целик угля размером 25×16 м², ооконтуренный горными выработками и кирпичной стеной (рис. 2).

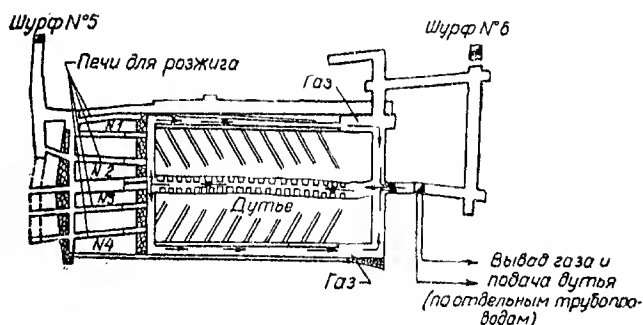


Рис. 2. Крутовская опытная панель № 2

Посередине панели был пройден штрк, разделивший ее на 2 равные части. В каждой из них было пробурено по 11 скважин, которые зарядили взрывчатым материалом. Считалось, что по мере продвижения зоны горения и развития взрывов будет происходить рыхление угля и создадутся благоприятные условия для процесса газификации.

Подача воздушного дутья и отсос получающихся газов осуществлялись вентиляторами (интенсивность дутья — 1000—1500 м³/час).

В результате опыта был достигнут лишь плохой топочный процесс. В газе содержалось: СО₂ 2,5—7,5%; О₂ 12—18%; СО 0,1—1%. В отдельные же периоды получался и горючий газ.

Панель не вскрывалась. Количество выгоревшего угля предположительно составило около 500 т.

Опытные работы на Шахтинской опытной станции «Подземгаз»

На маломощном пласте антрацита был сооружен ряд панелей.

Подготовка панели № 1 (рис. 3) базировалась на принципе искусственного раздробления целика взрывными снарядами (как на Лисичанской опытной панели № 1). Опыт начался в ноябре 1933 г. и продолжался около 3 месяцев. Горючего газа не получили.

Подготовка панелей № 2, 3, 4, 5 осуществлялась путем раздробления угля вручную (методом магазинирования). Устройство всех этих панелей оставалось принципиально одинаковым; различными были только размеры, расположение и отдельные детали.

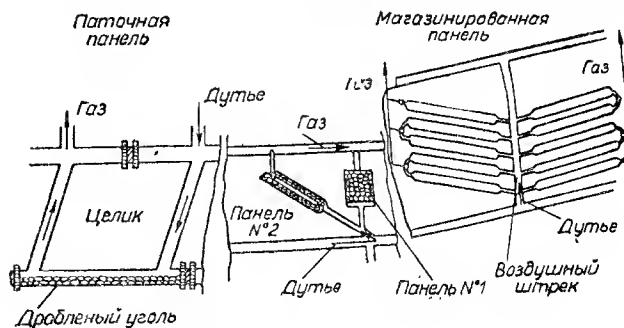


Рис. 3. Шахтинские опытные панели

Опыты проводились в период 1934—1936 гг. По мере развития процесса начиналось обычно образование горючего газа, однако вскоре образовывались прогары, газ становился негорючим, процесс расстраивался и опыт прекращался.

Дальнейшие работы по подземной газификации на Шахтинской станции были прекращены и станцию ликвидировали.

Опытные работы на Лисичанской опытной станции «Подземгаз» (Донецкий бассейн)

Панель № 1

Период работы — с 16/II по 29/VII 1934 г.

Количество подготовленного угля — 1600 т.

Цель опыта — опробование процесса подземной газификации углей с автоматическим разрыхлением угля взрывными снарядами.

В ооконтуренном участке угольного пласта были пробурены диагональные скважины (рис. 4). В эти

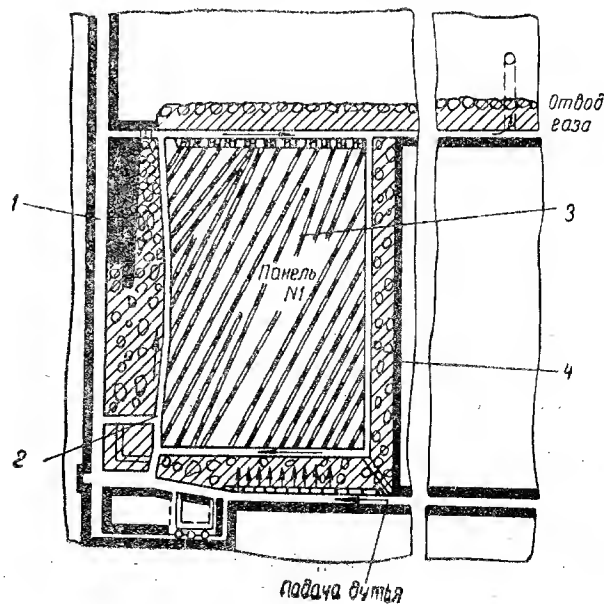


Рис. 4. Лисичанская опытная панель № 1:

1 — наклонная шахта № 1; 2 — место первоначального розжига; 3 — скважины с взрывными снарядами; 4 — каменная стена

скважины закладывались взрывные снаряды. В нижней части панели была смонтирована колосниковая решетка, к которой подводилось дутье. Предполагалось, что по мере выгазовывания угля и продвижения огневого забоя снаряды будут взрываться и разрыхлять угольный целик, создавая рабочий слой топлива и благоприятные условия газификации.

В действительности разрыхление пласта было неравномерным, аэродинамика потоков — неблагоприятной и горючего газа, как правило, не получалось.

Панель № 2

Период работы — с 26/XI по 16/XII 1934 г.

Количество подготовленного угля — около 200 т.

Цель опыта — проверка метода магазинирования в условиях Лисичанского месторождения.

Подземный газогенератор представлял собою магазинированную панель, оконтуривавшую участок угля размером 12,5 м по простиранию и 25 м по восстанию. Весь уголь на этом участке был раздроблен вручную и в измельченном виде оставлен на месте.

На этой панели в первое время получался горючий газ, содержащий: CO_2 10—12%; O_2 1—2%; CO 12—15%; H_2 12—14%; CH_4 1—3%; Q_n 757—1080 ккал/м³.

Однако в дальнейшем, по мере образования прогаров, состав газа резко ухудшился и к концу опыта получился только дымовой газ.

* * *

В конце 1933 г. было внесено предложение, основанное на новых технологических принципах газификации угля без искусственного дробления. Этот

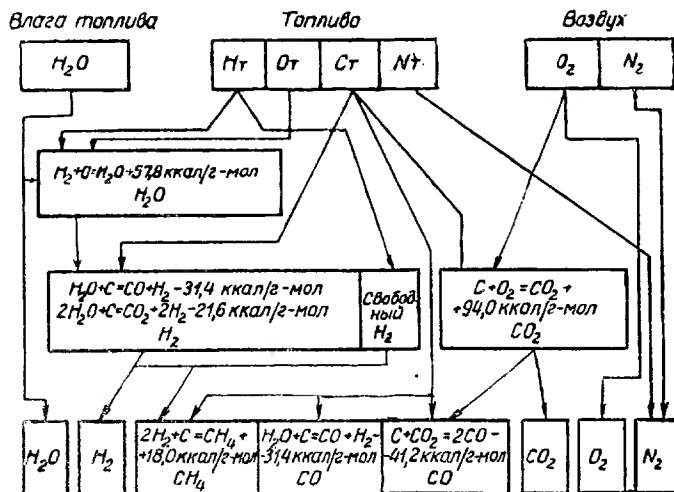


Рис. 5. Химические реакции, проходящие в процессе подземной газификации углей по методу «потока»

метод получил название метода «потока» или метода Донецкого углехимического института (ДУХИ).

По методу «потока» процесс газификации протекает в канале, тремя сторонами которого являются почва, кровля пласта и обрушаемая порода, а четвертой — пласт угля. Дутье, поступающее в начало

канала, сжигает углерод и водород угля, давая продукты сгорания, то есть уголекислоту и пары воды. Схематически химическими уравнениями эти процессы изображены на рис. 5.

При этом подземный генератор может быть оформлен в нескольких вариантах. Простейший из них — П-образная схема, которая состоит из трех выработок по пласту угля (рис. 6,а). Две из них

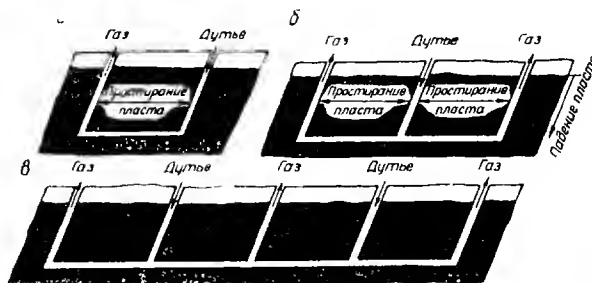


Рис. 6. Принципиальная схема поточного метода подземной газификации углей

(скважины) идут с поверхности по падению внутри пласта и служат для подвода дутья и отвода газа, а третья пройдена по простиранию пласта и внутри пласта и соединяет эти две выработки (скважины). При шахтном способе подготовки угля к газификации эти выработки проходятся вручную. При бесшахтном способе сбойка скважин осуществляется бурением либо прожигом воздухом высокого давления, либо электричеством. Здесь начинается процесс подземной газификации. Выгазовывание пласта идет вверх по восстанию пласта. При этом породы, шлаки обрушиваются вниз, оставляя все время поверхность угля доступной дутью.

Глубина выработок (скважин) по падению пласта может быть 100—500 м и более в зависимости от мощности станции подземной газификации углей и геологических условий залегания пласта, а также экономической целесообразности. Расстояние между ними 20—50 м, зависит от тех же факторов и мощности пласта.

Если мы два таких генератора соединим в один и оставим для них общую среднюю выработку, то получим так называемую Ш-образную схему (рис. 6,б).

Такое соединение можно повторить любое количество раз и получить новые, но принципиально подобные схемы (рис. 6,в).

Процесс газификации методом «потока» по приведенным схемам может быть реверсивным, то есть подвод дутья и отвод газа время от времени меняют свое направление на обратное для равномерного выгазовывания угля и выравнивания температур по всей длине огневого забоя. Метод «потока» может быть легко осуществим бесшахтным способом, то есть без всяких горных работ.

Для газификации может быть использовано различное дутье: если нужно получить технологический газ для синтеза аммиака, подается обогащенное кислородом дутье с паром (50—70% кислорода); для синтеза жидких горючих — технически чистый кислород с паром. Количество последнего определяется в зависимости от влажности угля и окружающих пород.

2. Краткий обзор опытов подземной газификации углей в целике без предварительного дробления пород

Практическая проверка метода газификации угля в целике была начата в 1935 г. За период 1935—1941 гг. было проведено 9 опытов: три — на Горловской, один — на Подмосковной, два — на Лисичанской, один — на Шахтинской станциях «Подземгаз», два — в Ленинск-Кузнецке.

Опытные работы на Горловской станции «Подземгаз»

Панель № 1 (рис. 7)

Период работы с 5/II по 1/V 1935 г.

Опыты Горловской станции «Подземгаз» были самыми крупными и решающими.

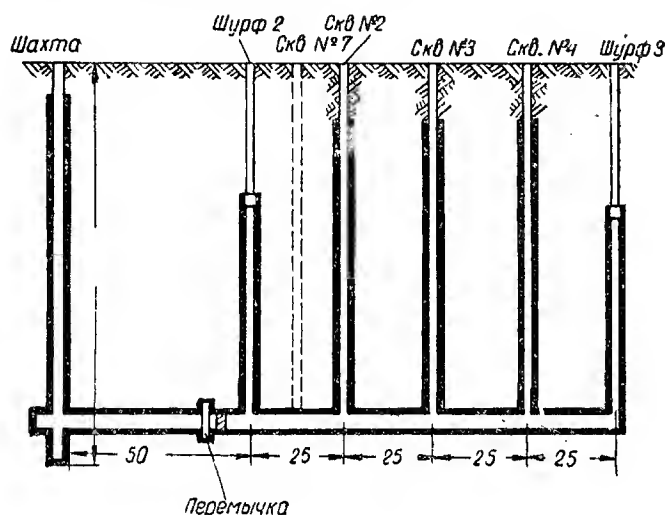


Рис. 7. Горловская опытная панель № 1

Опыты проводились с непрерывной и периодической подачей воздушного, кислородного и парокислородного дутья. За указанный период было получено около 12 млн. м^3 газа со средней теплотворностью 1380 $\text{ккал}/\text{м}^3$ (с колебаниями в пределах 900—2500 $\text{ккал}/\text{м}^3$; 900 $\text{ккал}/\text{м}^3$ — газа, полученного на воздушном, а 2500 $\text{ккал}/\text{м}^3$ — газа, полученного на парокислородном дутье).

Во время опытов были проверены разные режимы работ: концентрация кислорода в дутье менялась от 21 до 80%, проверялся режим периодической работы, делящейся на дутьевой и бездутьевой периоды.

Организацией разных процессов получали как энергетический, так и технологический газ, пригодный для химической переработки. Состав газа колебался в следующих пределах:

	CO_2	O_2	CO	H_2	CH_4	Q_n
На воздушном дутье	8—10	0,2	13—16	11—15	2—5	900—1000
При $\text{O}_2 = 23\%$	12—17	0,2	14—19	19—20	3—5	1300—1400
При бездутьевом режиме	14—20	0,2	16—17	45—55	4—5	2000—2100

Всего за период работы панели было получено около 9 млн. м^3 энергетического газа с теплотворностью около 1000 $\text{ккал}/\text{м}^3$ и около 3 млн. м^3

технологического газа с теплотворностью около 2000 $\text{ккал}/\text{м}^3$.

Опыт работы Горловской панели № 1 практически доказал реальность подземной газификации угля в целике, дал практические навыки ведения процесса и послужил основой для дальнейшего развития дела ПГУ.

Отбор проб газа через промежуточные скважины дал ценные материалы для изучения динамики газобразования по длине огневого забоя.

Успешные опыты на Горловской станции «Подземгаз» по подземной газификации угля в целике без искусственного дробления его положили конец опытным работам с разрыхленным пластом.

Панели № 5, 6 и 8

Дальнейшие опыты по подземной газификации углей методом «потока» с подготовленными запасами угля для газификации в 50 000 т проводились на панелях № 5 и 6 с 1/XII 1937 г. по 10/X 1939 г. (рис. 7) и прекратились в связи с проникновением газа в соседнюю шахту.

Процесс велся на воздушном дутье, шел устойчиво и давал газ с содержанием: CO_2 9—11%; O_2 — 0,2%; CO 15—19%; H_2 14—17%; CH_4 1,4—1,5%. $Q_n = 900—1000 \text{ ккал}/\text{м}^3$.

Неудачное крепление газоходов приводило на практике к ряду производственных затруднений, которые преодолевались на ходу.

За этот период на воздушном дутье было получено 53,5 млн. м^3 газа со средней теплотворностью 930 $\text{ккал}/\text{м}^3$, из которых 17 млн. м^3 газа впервые в мировой технике было подано и использовано потребителем (Горловским коксохимическим заводом).

Следующие опыты на газогенераторе № 8 были начаты в апреле 1941 г. и продолжались до момента эвакуации станции.

Процесс велся на воздушном дутье, подаваемом в размере 5—10 тыс. $\text{м}^3/\text{час}$. Калорийность газа составляла 850—950 $\text{ккал}/\text{м}^3$. Газ в требуемом количестве направлялся на опытную газовую турбину системы проф. Маковского, смонтированную и испытывавшуюся на Горловской станции.

Общее количество газа, полученного на панели № 8, — 7,2 млн. м^3 .

Поскольку немцами был подработан охранный целик, отделяющий панель подземной газификации углей от соседних угольных шахт, восстановление станции было признано нецелесообразным и станция была ликвидирована.

Опытные работы на Лисичанской опытной станции «Подземгаз»

Панель № 5

Период работы — с 9/I по 3/II 1936 г.

Панель представляла собой в основном горизонтальную скважину диаметром 100 мм и длиной 30 м, пробуренную по простиранию пласта и примыкавшую одним концом к выработкам панели № 4 (рис. 8).

Через 2 вертикальные скважины, из которых одна непосредственно соединялась со скважиной-газогене-

ратором, а вторая присоединялась через старые выработки панели № 4, в панель подводилось дутье и отводился газ.

Процесс газификации шел вначале как в скважине-генераторе, а после ее прогорания принял характер газификации «поток».

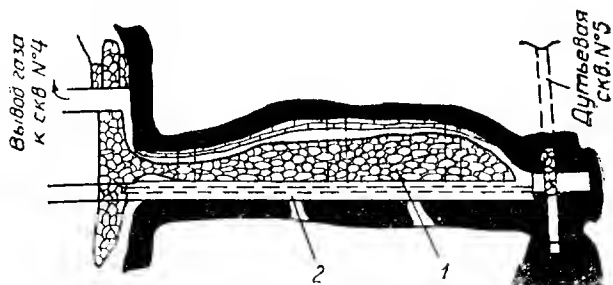


Рис. 8. Лисичанская опытная панель № 5 после вскрытия: 1—выгазованное пространство, заваленное породой кровли; 2—первоначальная скважина по угольному пласту

В процессе работы испытывался режим газификации на воздушный генераторный газ и на водяной газ.

При воздушном дутье интенсивностью около $2000 \text{ м}^3/\text{час}$ в составе газа содержалось:

CO_2 — 11,5%; CO — 12%; H_2 — 14%; CH_4 — 2,5%; N_2 — 60%; $Q = 930 \text{ ккал/нм}^3$.

В периоды парового дутья получался водяной газ состава:

CO_2 — 21%; CO — 15%; H_2 — 51%; CH_4 — 5%; $Q = 2200 \text{ ккал/нм}^3$.

Опыт в целом дал удовлетворительные результаты.

Работы на Лисичанской промышленной станции «Подземгаз»

Панели № 1, 2, 3

Продолжительность работы — с 18/XII 1940 г. по 10/XI 1941 г.

Количество подготовленного угля — 186 000 т.

Поставленная задача — освоение промышленного производства газа подземной газификации углей и снабжение им завода «Донсода».

Все 3 панели — поточные Ш-образной формы подготовлены шахтным способом. В нижней части (на горизонте 120 м от поверхности земли) они оконтурены штреком розжига. Отсюда по уголю, вверх по восставанию пласта, пройдено по 3 гезенка на каждую панель. Гезенки сообщаются с поверхностью при помощи шурфов. Расстояние между шурфами 115—130 м (рис. 9).

Угольный пласт K_8 сложного строения, состоит из 2 пачек, разделенных прослойком глинистого сланца. Мощность верхней пачки в среднем 0,7 м, нижней — 0,9 м, прослойка — 0,5 м. Структура пласта и угол падения изменчивы по простиранию и по восставанию.

В непосредственной кровле пласта угля в панелях № 1 и № 2 залегает крепкий и трещиноватый известняк. В пределах панели № 3 пласт покрывается местами охрой, местами глинистым и песчаным сланцем, местами известняком.

На участке панели № 2 имелись значительные геологические нарушения (сброс пласта).

В первое время после розжига процесс развивался нормально, и калорийность газа достигала 1600 ккал/нм^3 при дутье с концентрацией кислорода около 60%. Затем начался спад калорийности, так как сложные горногеологические условия, крепкая и трещиноватая известняковая кровля, наличие прослойка, геологические нарушения и пр. весьма усложняли управление процессом. Ввиду этого были испытаны различные режимы и проведены некоторые специальные мероприятия. Эвакуация прервала работу станции.

За первые 5 месяцев 1940 г. (до 1/VI 1941 г.) было получено газа с теплотворностью от 900 до 1800 ккал/нм^3 около 10 млн. нм^3 , из которых 6 млн. нм^3 передано для промышленного использования.

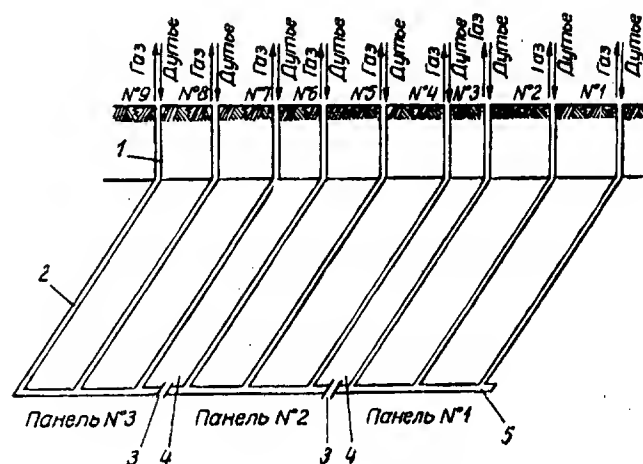


Рис. 9. Лисичанские промышленные панели № 1, 2, 3 на пласте K_8 :

1—вертикальные шурфы; 2—панельные газоходы (гезенки); 3—межпанельные перемычки; 4—межпанельные целики; 5—штрек розжига

В 1946 г. панели были вскрыты и был получен ценный материал для суждения о явлениях, протекавших при газификации.

Опытные работы на Подмосковной станции «Подземгаз»

Панель № 1

Период работы — с 7/XI 1940 г. по 15/X 1941 г. Количество подготовленного угля — 35 000 т.

Цель опыта: а) опробовать подземную газификацию подмосковного угля в целике по методу «потока»; б) экспериментально выявить систему, пригодную для подземной газификации подмосковных углей; в) положить начало реальному развитию подземной газификации углей в Подмосковном бассейне.

Панель была выполнена шахтным путем по Ш-образной поточной схеме и состояла из 3 обсаженных трубами шурфов и штреков и необсаженного поперечного соединительного штрека длиной 100 м на расстоянии 70 м от вертикальных шурфов. В каж-

дый из шурфов можно было как подавать дутье, так и отводить газ, то есть процесс можно было осуществлять реверсивно.

Мощность дутьевых средств была $12\,000\text{ м}^3$ воздуха в час. Мощность сооруженного на станции кислородного цеха — около $1000\text{ м}^3\text{ О}_2$ в час.

Работа велась до подхода к территории немецко-фашистской армии и эвакуации в связи с этим станции.

Основные показатели работы панели

	1940 г.	1941 г.
Общее количество полученного газа, млн. м^3	8,950	25,360
Количество газа, использованного на предприятия и в парокотельной, млн. м^3	0,36	12,60
Калорийность использовавшегося газа в $\text{ккал}/\text{м}^3$	827	890

Панель № 2

Период работы — с июля 1942 г. до конца 1946 г.
Количество подготовленного угля — $100\,000\text{ т}$.

Цель опыта: 1) освоить бесшахтную газификацию на принципе использования газопроницаемости угля;
2) отработать систему огневых работ;
3) накопить опыт для перехода к промышленным масштабам.

Полупромышленная панель № 2 возникла в 1942 г. после эвакуации и частичного восстановления Подмосковной станции «Подземгаз» путем развития очага, оставшегося в опытной панели № 1, и постепенного присоединения к ней огневой сбойкой новых скважин.

В период 1943—1946 гг. на этой панели было разработано и освоено проведение направленной огневой и групповой сбойки скважин, разработана и применена определенная система огневых работ, что дало основания для дальнейшего расширения Подмосковной станции до размеров небольшого промышленного масштаба.

Основные показатели Подмосковной полупромышленной панели приведены в табл. 1.

Таблица 1

Годы	Общее количество выработанного газа, млн. м^3	Колич. газа, использованного на предприятиях Тулы и в собственной парокотельной, млн. м^3	Средняя калорийность товарного газа, $\text{ккал}/\text{м}^3$
1942	9,96	7,3	876
1943	14,57	7,4	714
1944	31,70	18,5	835
1945	31,78	17,1	765
1946	32,50	21,2	840
	121,51	71,5	

Панель № 3

Период работы — с марта 1947 г. по начало 1949 г.
Количество подготовленного угля для 1-й очереди $150\,000\text{ т}$.

Цель работы: 1) осуществить освоение промышленного производства газа;

- 2) накопить опыт промышленной эксплуатации бурых углей;
- 3) провести дальнейшее изучение процесса подземной газификации углей в условиях промышленной эксплуатации.

Панель представляла собой комплекс вертикальных дутьевых и газоотводящих скважин, пробуренных с поверхности земли на угольный пласт и соединяемых между собой огневой сбойкой, базировавшейся на газопроницаемости угля и на движении очагов горения навстречу дутьевой струе (рис. 10).

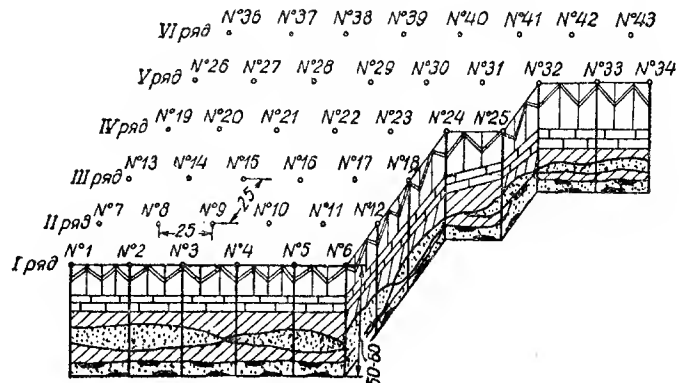


Рис. 10. Подмосковная промышленная панель

Подготовка и розжиг панели произведены были бесшахтным способом.

После первоначального разогрева и образования достаточных реакционных поверхностей панель в октябре 1947 г. была переведена на эксплуатационный режим.

Газификация велась на воздушном дутье.

Опытные работы на Крутовском участке (Подмосковный бассейн)

Панель № 3

Период работы — с 5/I по 18/I 1935 г.

Количество подготовленного угля — 150 т .

Панель представляла собой 6 горизонтальных скважин диаметром 50 мм и длиной 12 м , пробуренных между огневым и газоотводящим штреками длиной по 6 м (рис. 11).

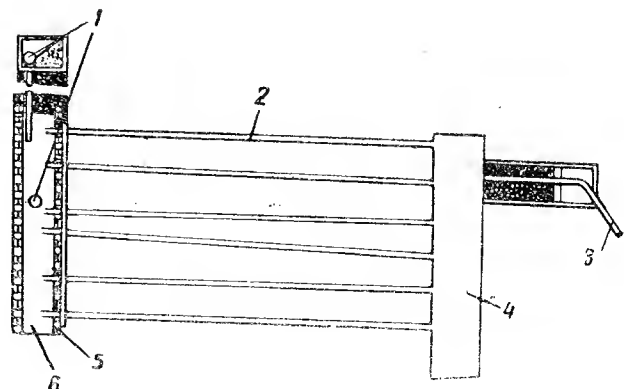


Рис. 11. Крутовская опытная панель № 3:

1—вывод газа; 2—горизонтальная скважина по угольному пласту; 3—подача дутья; 4—огневой штрек; 5—кирпичная футеровка; 6—газосборный штрек

Газификация велась по методу «скважин-газогенераторов». Дутье (воздух и пар) нагнеталось в огневой штрек по трубам через шурф, отсос газа производился через вертикальную скважину, пробуренную на газоотводящий штрек.

На панели опробовалась газификация и на воздушном и на паро-воздушном дутье. Был получен горючий газ невысокой теплотворности (до 600 ккал/м^3 при воздушном дутье и до 1000 ккал/м^3 при подаче пара), причем устойчивого режима добиться не удалось.

Количество выгоревшего угля — 40 т. Остальная часть подготовленного угля подверглась только сухой перегонке.

Панель № 4

Период работы — с 18/V по 21/V 1935 г.

Количество подготовленного угля — 100—150 т.

Конструктивно панель № 4 представляла собой двойную панель № 3 (рис. 12). Длина каждой

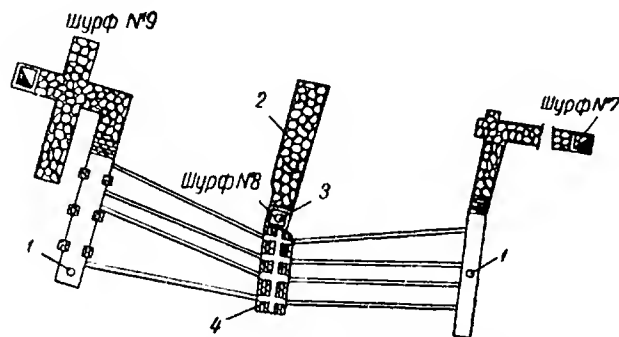


Рис. 12. Крутовская опытная панель № 4:

1—дутьевые скважины; 2—забутка; 3—вывод газа; 4—крепление кирпичными стойками

полупанели 7 м, ширина по углю — 4 м. Средняя мощность пласта — около 2 м. Общее количество горизонтальных скважин — 8. С поверхностью земли панель соединялась шурфами № 7, 8, 9. В свою очередь шурфы № 7 и 9 соединялись с крайними огневыми штреками, а шурф № 8 со средним штреком.

Из-за завала штрека, примыкавшего к шурфу № 9, работа фактически велась на одной полупанели.

Как и при опыте на панели № 3, временами получался горючий газ, однако сколько-нибудь устойчивого процесса газификации не было достигнуто.

В неудаче всех опытов Крутовской станции «Подземгаз» значительную роль сыграли плохая организация работ, низкая энерговооруженность, крайне неблагоприятные горногеологические условия выбранного участка. Дальнейшие опыты на Крутовской станции были прекращены и станция была ликвидирована.

Опытные работы в Ленинск-Кузнецке (Кузбасс)

Панель № 1

Период работы — с 4/VI по 17/XI 1934 г.

Количество подготовленного угля — 1500 т.

Панель была заложена на Журином пласте мощностью 4,85 м при глубине залегания 28—30 м. Угол падения пласта 2° .

Целик вскрыт двумя шурфами А и Б и оконтурен обходным штреком (рис. 13).

Воздух в количестве до $150\text{—}200 \text{ м}^3/\text{час}$ подавался по трубопроводу, проходящему через шурф А и кирпичную перемычку. Газ отсасывался эксгаустером через газотрубопровод, опущенный в шурф Б.

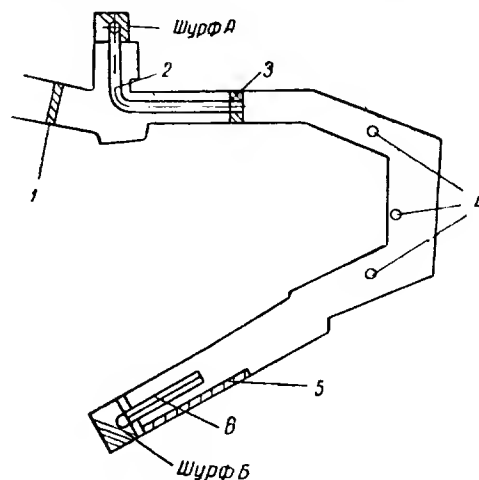


Рис. 13. Ленинск-Кузнецкая опытная панель № 1:

1—глинобитная перемычка; 2—воздухотрубопровод; 3—кирпичная перемычка; 4—клетка для зажигания; 5—уплотнительная глинобитная стена; 6—газотрубопровод

В процессе работы получали горючий газ разного состава:

	CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	Q _H
Июнь . . .	9,75	7,80	1,79	2,30	4,29	435
Июль . . .	12,90	3,92	2,50	10,82	6,59	985
Август . .	12,75	1,75	6,17	19,36	15,05	1950

Очевидно, в панели проходила не столько газификация угля, сколько швелование толщии пласта угля.

В конечном счете целик потерял герметичность, сгорела перемычка, получились прогары, и панель вышла из строя.

Панель № 2

Период работы — с 27/IV 1935 г. по 25/II 1936 г.

Количество подготовленного угля — 18 000 т.

Цель опыта — проверка возможности подземной газификации угля в целике.

Панелью был оконтурен участок угольного пласта размером $50 \times 60 \text{ м}^2$. Вскрытие участка произведено шурфами № 3 и 4 (рис. 14). От шурфа № 3 шел квершлаг длиной 12 м, перпендикулярно которому по простиранию пласта был пройден в обе стороны огневой штрек длиной 50 м. От огневого штрека были пройдены пять печей длиной по 60 м на расстоянии 10—12 м друг от друга. В конце печи соединялись коллекторным штреком, который шел параллельно огневому. Печи № 1, 3 и 5 были предназначены для отсоса газа, а печи № 2 и 4 — для подвода к огневому забою воздуха.

После продолжительного периода розжига и разогрева был получен генераторный газ с составом (примерно):

CO₂ — 12%; O₂ — 0,2%; CO — 12%; H₂ — 16%; CH₄ — 4%; Q_H = 1100 ккал/м³.

Количество подаваемого воздушного дутья составляло около 2000 м³/час, примерно таким же было количество получаемого газа. Газ сжигался под котлом Ленинской шахты.

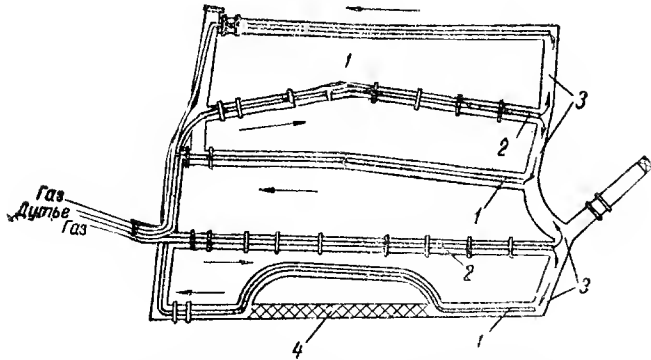


Рис. 14. Ленинск-Кузнецкая опытная панель № 2:
1—газопроводы; 2—воздухопроводы; 3—штрек розжига; 4—старый заваленный штрек

Впоследствии в панели получились сильные нарушения, дошедшие до поверхности, образовались прогары и управление процессом стало неосуществимым.

Количество выгоревшего угля — 4000 т.

* * *

Подготовка угольного пласта для газификации в целике во всех этих опытах до войны проводилась шахтным способом.

При опытных работах на Горловской станции «Подземгаз» в 1935—1936 гг., а затем на Подмосковной станции «Подземгаз» в 1940 г. была уста-

новлена большая газопроницаемость угольных пластов. Это явление впервые было использовано на Подмосковной станции «Подземгаз» в 1941 г. для проведения бесшахтной подготовки угля к газификации при помощи бурения с поверхности вертикальных скважин на пласт угля и соединения их с действующим огневым забоем путем прожига канала по пласту угля с дальнейшей газификацией угля без искусственного дробления.

Таким образом, проведенные до начала Отечественной войны опытные работы по проверке различ-

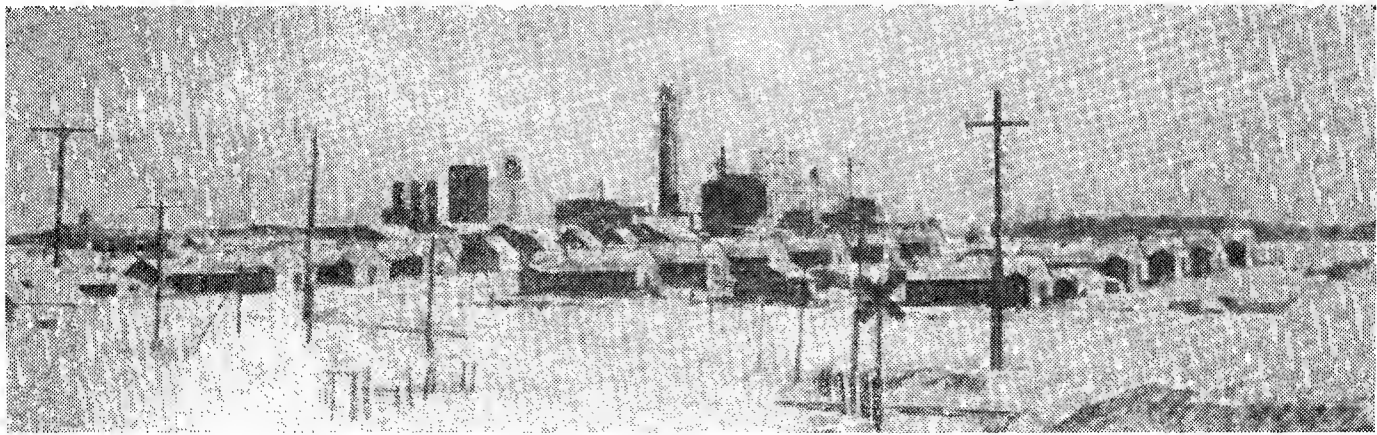
II. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

В настоящее время в СССР имеются три действующие станции «Подземгаз»: Подмосковная у г. Тулы, работающая на бурых углях, Лисичанская в Донбассе и Южно-Абинская в Кузбассе, работающие на каменных углях.

На основе опыта работы Подмосковной станции «Подземгаз» для подземной газификации бурых углей строятся две более мощные станции «Подземгаз»: Шатская вблизи г. Тулы и Ангренская в Ташкентской области.

Шатская станция «Подземгаз» на бурых углях Подмосковского бассейна запроектирована мощностью по газу 2,1 млн. м³, или 700 т подмосковского угля в сутки. Вырабатываемый газ будет использоваться для получения электроэнергии на месте, для чего на станции устанавливаются две газовые турбины.

Ангренская станция «Подземгаз» — на ангренских бурых углях с проектной мощностью по газу 7 млн. м³, или 1900 т ангренского бурого угля в сутки. Вырабатываемый газ будет использоваться в котельной электростанции. Первая очередь станции будет окончена и пущена в эксплуатацию в первой половине 1958 г.



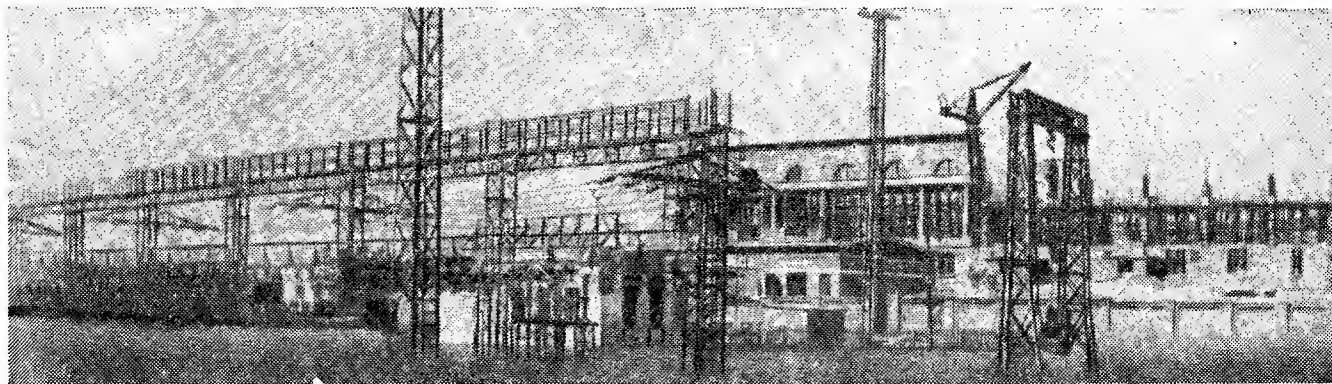
Общий вид строящейся Шатской станции «Подземгаз»

ных методов подземной газификации углей показали, что метод «потока» для газификации угля в целике непосредственно на месте его залегания без разрыхления может служить хорошей технической базой для успешного разрешения этой проблемы.

Для освоения подземной газификации тощих каменных углей строится Каменская опытно-промышленная станция «Подземгаз» вблизи г. Каменска (Каменская обл.), которая будет закончена строительством и пущена в эксплуатацию в 1958 г.

1. Работа Подмосковной станции «Подземгаз»

До войны Подмосковная станция «Подземгаз» была построена как первое опытное предприятие по подземной газификации бурых углей на мощность



Общий вид строящейся Ангренской станции „Подземгаз“

44 млн. нм^3 газа в год. На эту же мощность она была восстановлена в 1943 г.

В 1945 г. эта станция была расширена до мощности 180 млн. нм^3 газа в год. Эту мощность станция полностью освоила в 1949 г.

В 1949 г. станция вторично была расширена до мощности 460 млн. нм^3 газа в год. Результаты работы Подмосковной станции «Подземгаз» за период с 1945 по 1955 гг. характеризуются данными табл. 2.

Всего Подмосковная станция по состоянию на 1/III 1957 г. выработала более 3000 млн. нм^3 газа теплотворностью выше 800 ккал/нм^3 , что эквивалентно около 1000 тыс. т подмосковного угля.

Теплотворная способность газа Подмосковной станции колеблется от 750 до 900 ккал/нм^3 , на отдельных скважинах на короткое время она достигает до 1000 ккал/нм^3 .

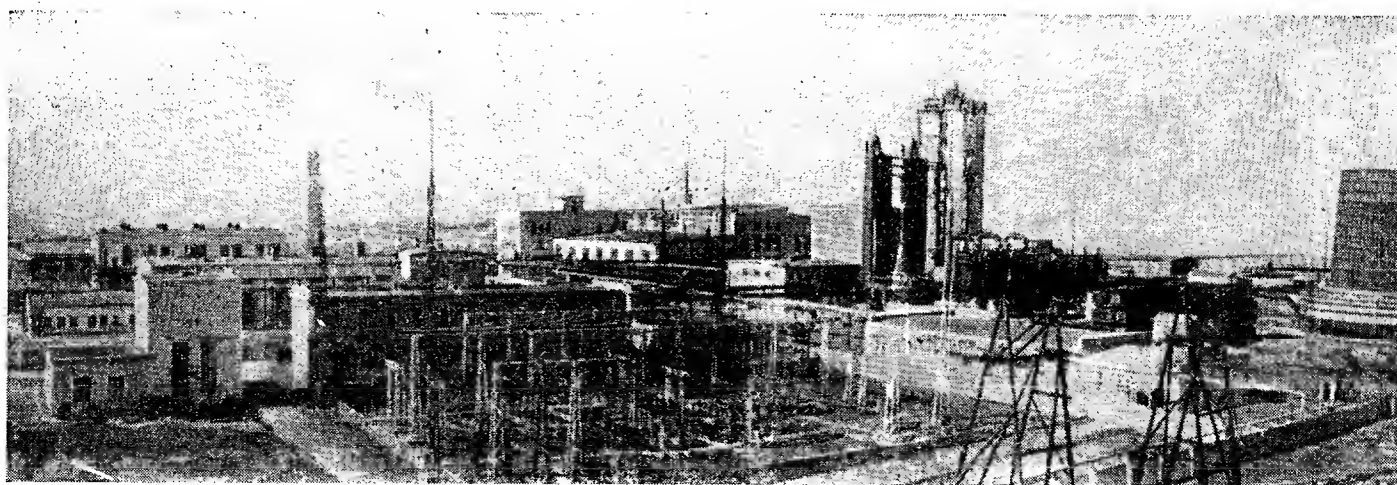
Теплотворность газа зависит от: 1) качества газифицируемого угля — его зольности; 2) от расстояния газоотводящей скважины от огневого забоя; 3) от давления в газогенераторе; 4) от обводненности угольного участка.

1. Лабораторные исследования показали, что теплотворность газа с повышением зольности газифицируемого угля снижается от 900 ккал/нм^3 при 40 % зольности до 730 ккал/нм^3 при 50 % зольности

(рис. 15). В естественных условиях влияние зольности на теплотворность сказывается еще резче, особенно в условиях Подмосковского бассейна, для месторождений которого характерно резкое колебание качества угля на сравнительно небольших рас-

Таблица 2

Показатели	Г о д ы			Проектн. показатели
	1945	1950	1955	
Выработка валового газа средняя за сутки, тыс. нм^3	87	568	1127	1260
Себестоимость 1000 нм^3 товарного газа франко-топка потребителя, руб.	184,66	62,90	37,19	34,56
Расход электроэнергии на производство 1000 нм^3 газа, кВт-ч	168	103	65,2	97
Теплотворность газа, ккал/нм^3	765	876	800	900
Потери угля (зольность до 45%), %	41,6	31,5	29,1	20
Расход воздуха на производство 1000 нм^3 газа, м^3	1438 (1948 г.)	1249	1086	1030



Общий вид Подмосковной станции „Подземгаз“

стояниях, что сильно осложняет ведение процесса газификации угольного пласта.

2. Работой в промышленных условиях установлено, что с увеличением расстояния газоотводящей скважины от огневого забоя теплотворность газа

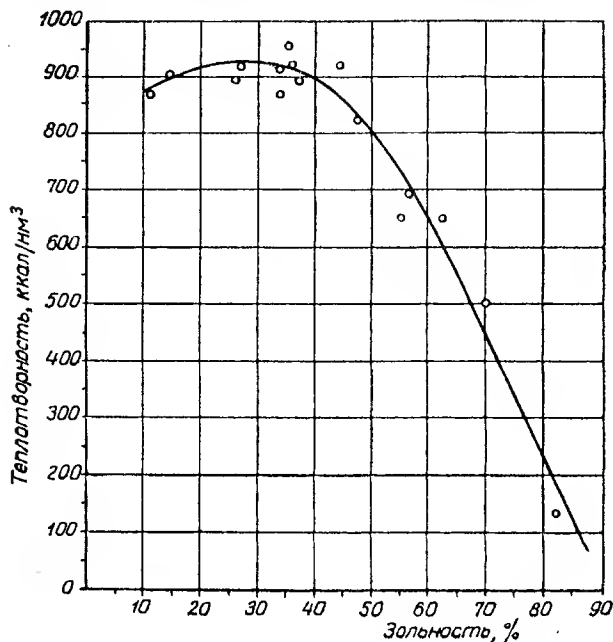


Рис. 15. График зависимости теплотворности газа от зольности газифицируемого топлива

снижается, причем эта зависимость характеризовалась цифрами, снижающими калорийность с 925 ккал/м³ до 700 ккал/м³ (табл. 3).

Таблица 3

№ газоотводящих скважин газогенератора № 2	Расстояние от лутевых скважин по прямым линиям, м	Выход газа, м³/час	Теплотворность низшая, ккал/м³
948	25	2700	1025
747	50	2400	870
737	75	2400	750
951	25	2700	930
750	50	2400	815
749	50	2000	700

3. Чем выше давление в газогенераторе, тем меньше водяных паров поступает в очаг газификации и тем выше теплотворность газа.

В связи с пропикновением газа в Скуратовские шахты в конце 1950 г. давление в подземных газогенераторах было снижено с 500 до 300 мм рт. ст. в 1950 г. и до 200 мм рт. ст. в 1954 г.

Такое снижение давления в газогенераторе отрицательно отразилось на теплотворности вырабатываемого газа, что характеризуется данными табл. 4.

4. Теплотворность газа в сильной степени зависит также от обводненности угольного участка, подвергающегося газификации. Обводненность газифицируемого участка определяется по влажности получаемого газа. Один из примеров зависимости калорийности газа от его влажности характеризуется кривой рис. 16.

Таблица 4

Годы	Зольность газифицируемого угля, %	Давление в газогенераторе, мм рт. ст.	Низшая теплотворность газа, ккал/м³
1950	Около 35	400	876
1951	32—36	247	830
1952	30—40	269	770
1953	30—40	300	808
1954	35—43	254	785
1955	35—43	422	800

Процесс подземной газификации углей, осуществленный на Подмосковной станции «Подземгаз», по своему характеру ближе всего подходит к так называемому «обращенному процессу», осуществляемому в наземных газогенераторах, для которых, как известно, берется специально подготовленный уголь с небольшой стандартной влажностью (воздушно сухой) и стандартной зольностью и определенной величиной кусков угля и при котором получается газ калорийностью 900—1100 ккал/м³.

Теплотворность газа при его энергетическом использовании не влияет в такой степени на его теплотехнические качества, как это может показаться на первый взгляд, поскольку сгорает в топке не газ, а рабочая смесь воздуха с газом, а чем выше теплотворность газа, тем больше для его горения требуется воздуха. Так, для сжигания 1 м³ газа подземной газификации угля требуется около 0,9 м³

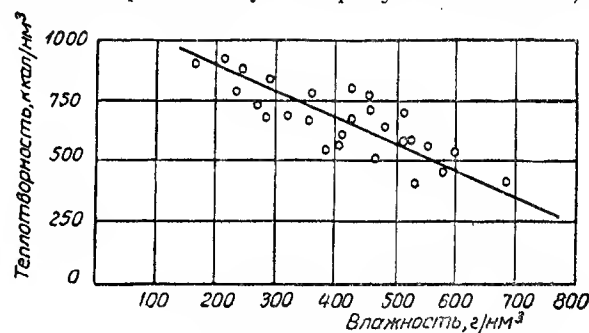


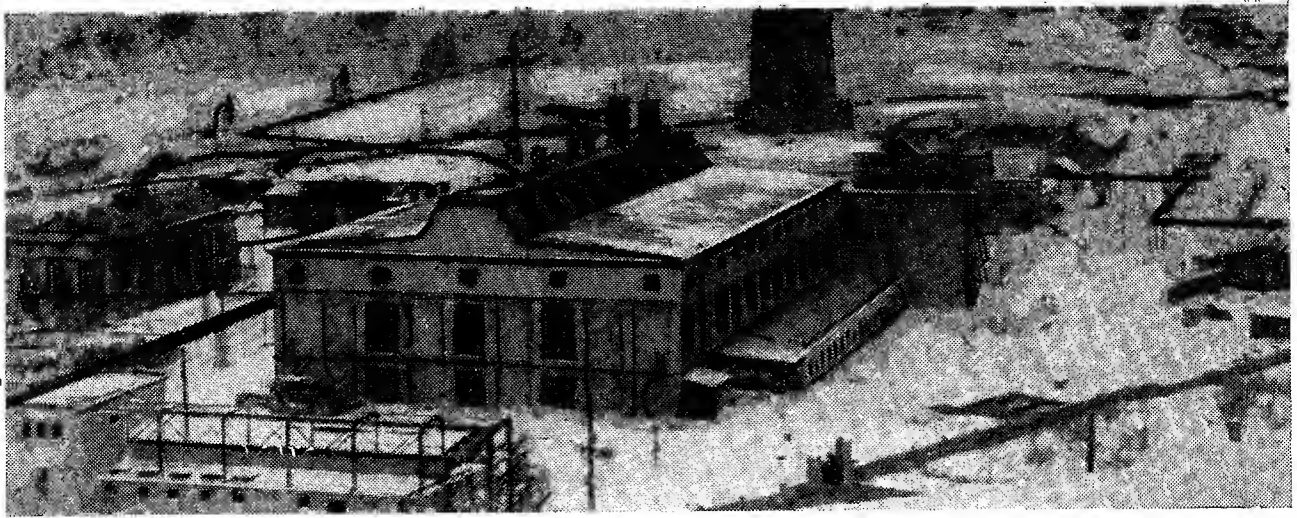
Рис. 16. График зависимости теплотворности газа от влажности его

воздуха, 1 м³ метана — 9,52 м³ воздуха, а для 1 м³ паров бензина — 11,7 м³ воздуха. Калорийность рабочих газовых смесей приводится в табл. 5.

В связи с этим газ подземной газификации как энергетическое топливо превосходит по своим теплотехническим данным любой уголь и не намного

Таблица 5

Наименование газа	Теоретически необходимое количество воздуха для сгорания 1 м³ газа, м³	Низшая калорийность 1 м³ газа при 0° и 760 мм рт. ст.	Низшая калорийность 1 м³ горючей смеси, ккал/м³
Оксид углерода (CO)	2,38	3 045	902
Водород (H₂)	2,38	2 580	764
Метан (CH₄)	9,52	8 517	810
Этан (C₂H₆)	16,7	14 961	845
Светильный газ (примерно)	5,21	5 000	805
Водяной газ	2,15	2 630	835
Генераторный газ (примерно)	1,00	1 200	600
Пары бензина (примерно)	11,71	10 400	890
Газ подземной газификации	0,9	900	480



Общий вид Лисичанской станции „Подземгаз“

уступает высококалорийному природному газу (8500 ккал/м^3), что характеризуется следующими данными Всесоюзного теплотехнического научно-исследовательского института им. Дзержинского:

	К. п. д. котельного агрегата	К. п. д. электро-станции
Уголь каменный . . .	0,86	0,265
Газ ИГУ	0,88	0,275
Газ природный . . .	0,92	0,285

Коэффициент полезного использования тепла газа в промышленных топках при беспламенном сжигании его значительно выше, чем использование тепла угля.

Потери угля на Подмосковной станции «Подземгаз» при подземной газификации углей примерно соответствуют средним потерям при шахтной добыче в Подмосковном бассейне. Как в том, так и в другом случаях используется около 70% от балансовых запасов угля недр.

Г о д ы

1949 1950 1951 1952 1953 1954 1955

Потери угля при шахтной добыче в Подмосковном бассейне в % от утвержденных запасов . . .	33,0	38,1	30,3	32,8	26,2	29,1	34,0
Потери угля при подземной газификации на Подмосковной станции „Подземгаз“ в % от утвержденных запасов	33,0	32,0	47,6	48,6	28,1	32,1	29,1

Потери газа на Подмосковной станции «Подземгаз» характеризуются данными табл. 6.

Из табл. 6 видно, что при постоянном давлении абсолютные потери газа находятся на одном уровне, поэтому увеличение выработки газа в 2,4 раза (с 170 млн. м^3 в 1949 г. до 412 млн. м^3 в 1955 г.) привело к снижению относительных потерь газа с 38,4% до 28,1%.

На Подмосковной станции с 1951 г. организовано извлечение из газа серы и с 1955 г. — производство гипосульфита.

Непрерывное улучшение технико-экономических показателей процесса, снижение себестоимости

Таблица 6

Годы	Получено газа, млн. м^3	Давление в газогенераторе, мм рт. ст.	Потери газа от теплотехнического количества		Устранимые потери (продукционный и дренажный газ)		Потери от геологических условий и системы газификации	
			млн. м^3	% от теорет. к-ва газа	млн. м^3	% от теорет. к-ва газа	млн. м^3	% от теорет. к-ва газа
1949	170,1	—	160,0	38,4	24,5	8,8	81,5	29,6
1950	207,2	400	89,0	30,0	11,5	4,0	77,5	26,0
1951	219,6	247	89,0	28,8	37,5	12,0	51,5	16,7
1952	236,8	269	109,0	31,5	44,2	12,7	64,8	18,8
1953	290,3	300	89,0	27,1	31,7	8,8	57,3	18,8
1954	350,1	254	101,9	22,6	40,0	8,8	61,9	13,8
1955	412,0	422	160,9	28,1	12,0	2,1	148,9	26,0

1000 м^3 газа с 184,66 руб. в 1945 г. до 33,57 руб., снижение расхода электроэнергии на собственные нужды с 168 квт-ч (1948 г.) до 62,8 квт-ч , снижение потерь угля с 41,6 до 29,1% и потерь газа с 38,4% в 1949 г. до 28,1% убедительно подтверждают, что метод подземной газификации бурых низкокачественных подмосковных углей с зольностью до 45% и влажностью до 35% найден и непрерывно совершенствуется.

* *

Освоение подземной газификации каменных углей характеризуется также показателями работы Лисичанской станции «Подземгаз» в Донбассе, Южно-Абинской опытно-промышленной станции «Подземгаз» в Кузбассе и в довоенное время Горловской станции «Подземгаз» в Донбассе.

2. Работа Лисичанской станции «Подземгаз»

Лисичанская станция была построена до войны для производства высококалорийного технологического газа с применением паро-кислородного дутья.

После войны станция восстановлена и введена в строй в апреле 1948 г. В настоящее время станция работает на воздушном и обогащенном кислородом дутье. Вырабатываемый газ подается Севдонтрассу.

Работа Лисичанской станции «Подземгаз» характеризуется данными табл. 7.

Таблица 7

Показатели	Годы		
	1951	1954	1955
Выработка валового газа средняя за сутки, тыс. нм^3	78	237	299
Теплотворность газа, ккал./нм^3	801	811	844
Концентрация кислорода в дутье, %	32,6	34,3	34,5
Расход дутья на газификацию, м^3 на 1000 нм^3	1848	1071	978
Себестоимость 1000 нм^3 товарного газа, руб.	389—50	124,3	80,7
Потери угля эксплуатационные (в среднем по газогенераторам № 7, 10, 13), %	15,5	9,7	9,5
Потери дутья и газа, %	16,6	12,0	20,8

Лисичанская станция заложена на свите сближенных маломощных каменноугольных пластов (12 пластов мощностью 0,4—0,8 м).

Геологические условия залегания углей Лисичанской станции для подземной газификации весьма сложны.

Газификация маломощных наклоннозалегających пластов требует особых способов подготовки их к газификации, для чего необходимо бурение направленных скважин по пласту угля и их сбойка. Условия бурения и сбойка скважин на Лисичанской станции также весьма сложны.

Бурение направленных скважин по пласту угля тем труднее, чем меньше мощность пласта (в условиях Лисичанской станции она минимальна) и чем меньше угол залегания пласта. Углы падения лисичанских пластов 30—40°, то есть самые неблагоприятные для бурения направленных скважин.

Кроме того, работа Лисичанской станции осложнена еще наличием большого количества старых выработок, о которых нет никаких данных и которые часто являлись причиной потери герметичности в газогенераторах.

В связи с тем, что до последнего времени сбойка скважин на Лисичанской станции осуществлялась шахтным способом, а бурение направленных скважин по пласту угля должным образом не было освоено, подготовка угля к газификации проходила с большими трудностями и не обеспечивала развития мощности станции по вырабатываемому газу, что, в свою очередь, задерживало освоение процесса и улучшение его технико-экономических показателей.

Лисичанская станция «Подземгаз» по состоянию на 1 апреля 1957 г. всего выработала 700 млн. нм^3 газа теплотворностью 800—1000 ккал./нм^3 .

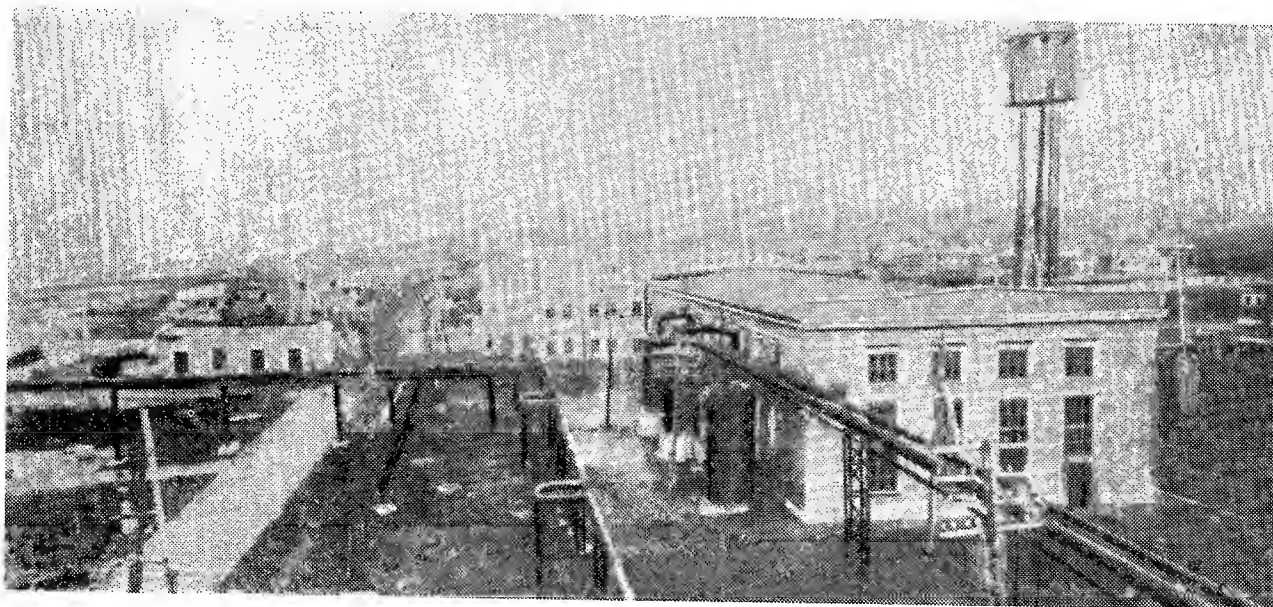
3. Работа Южно-Абинской станции «Подземгаз»

Опытно-промышленная Южно-Абинская станция «Подземгаз» построена для газификации свиты каменноугольных пластов Южно-Абинского участка Кузбасса и пущена в эксплуатацию в мае 1955 г. На станции в настоящее время отработан газогенератор № 1, подготовленный комбинированным способом на пласте IV-Внутренний мощностью 8—9 м и в настоящее время работают газогенераторы № 2 и № 3, подготовленные бесшахтным способом на пласте VIII-Внутренний мощностью 2,0—2,5 м.

Станция работает устойчиво, вырабатывает газ теплотворностью 1000—1200 ккал./нм^3 . Станция выработала более 70,7 млн. нм^3 газа.

III. ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСОБРАЗНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

Процесс подземной газификации углей разделяется на два этапа: подготовка угля к газификации и собственно процесс газификации.



Общий вид Южно-Абинской станции «Подземгаз»

1. Подготовка угля к газификации

Подготовка горизонтальных и пологопадающих пластов к газификации обеспечивается бурением вертикальных либо простых наклонных скважин и их сбойкой (соединение газопроницаемым каналом).

Бурение вертикальных и наклонных скважин проводится обычными широко распространенными в буровой технике методами и оборудованием, и в этой области нет каких-либо сложных технических проблем, кроме общих задач упрощения и удешевления.

Для осуществления бесшахтной подготовки к газификации крутопадающих пластов необходимо бурение направленных скважин по пласту угля. Методы бурения таких скважин разрабатываются на Лисичанской станции «Подземгаз».

В настоящее время уже разработан метод бурения направленных скважин по пласту угля с применением специальных отклонителей.

Освоенность бурения направленных скважин по пласту угля этим методом характеризуется данными табл. 8.

Таблица 8

Показатели	Годы				
	1951	1952	1953	1954	1955
Метраж, пог. м	1390,3	3076	5336	7291	7681
Количество законченных скважин	9	9	29	27	30
Стоимость 1 м бурения наклонных скважин (без наклонно-сблочных), руб. .	668,3	782,2	451,2	346	305

В 1954 и 1955 гг. пробурены 2 глубокие наклонные скважины по пласту L_4 (мощность 1,36 м): скв. № 145 глубиной 460,5 м себестоимостью 1 пог. м 300 руб. 55 коп. и скв. № 167 глубиной 451,9 м себестоимостью 1 пог. м 289 руб. 91 коп.

Чем больше мощность пласта и чем больше угол его падения, тем легче осуществлять бурение наклонных скважин по пласту угля и тем оно дешевле.

Сбойка скважин на Подмосковной станции «Подземгаз»

Сбойка скважин на бурых углях в настоящее время проводится двумя способами: прожигом канала в целике угля либо воздухом с использованием газопроницаемости пласта, либо электрическим током (электросбойкой).

Таблица 9

Показатели	Годы					
	1950	1951	1952	1953	1954	1955
Количество сбитых скважин	67	90	137	180	170	153
Общая длина сбитых каналов, пог. м . .	1745	2169	3577	4615	4241	3400
Расход дутья, м ³ пог. м	37200	26700	24600	19450	14200	14000
Скорость сбояки, пог. м, сут.	0,68	0,64	0,69	—	0,69	0,78
Расход электроэнергии на 1 пог. м созданного канала, квт-ч	4720	3930	3900	2600	2280	1650

Сбойка скважин прожигом воздухом высокого давления. Освоенность этого метода сбояки скважин на Подмосковной станции (бурые угли мощностью 1—4 м) характеризуется данными табл. 9.

Максимальное расстояние между двумя сбитыми скважинами — 60 м. При принятой в настоящее время сетке расстояние между скважинами составляет 25 м. Давление воздуха, применяемого для сбояки, — 2—4 атм.

Электросбойка скважин. Освоенность этого метода сбояки скважин на Подмосковной станции «Подземгаз» характеризуется следующими данными:

	1954 г.	1955 г.
Количество сбитых скважин	53	98
Общая длина сбитых каналов, пог. м	1026	2294
Расход электроэнергии на 1 пог. м созданного канала, квт-ч	1830	756

Скорость электросбояки в 3—5 раз выше воздушной; расход электроэнергии меньше в 2 с лишним раза.

Сбойка скважин на Лисичанской станции «Подземгаз»

Сбойка скважин по каменноугольным пластам в условиях Лисичанской станции «Подземгаз» ведется тремя способами: воздухом высокого давления, электричеством и бурением.

Сбойка скважин воздухом высокого давления. В 1953 г. на пласте K_8 воздухом с давлением в 17 атм сбито 6 скважин с общей длиной сбитых каналов 72 м. Скорость сбояки 1 м в сутки.

В период 1954—1955 гг. была произведена сбояка 15 скважин воздухом высокого давления 50—70 атм с гидравлическим разрывом пласта с общей длиной сбитых каналов 195 м. Расход дутья на 1 пог. м сбитого канала составлял 2500—4000 м³. Скорость сбояки 2—4,5 м в сутки. Расход электроэнергии на 1 пог. м 600—1000 квт-ч.

Положительные результаты сбояки скважин воздухом высокого давления на Лисичанской станции «Подземгаз» позволили перенести этот способ огневого канала на газогенераторы Южно-Абинской станции «Подземгаз».

Сбойка скважин электричеством. В 1954—1955 гг. электричеством было сбито 10 скважин с длиной сбитых каналов 170 м. Средняя скорость сбояки 0,4—0,8 пог. м в сутки. Расход электроэнергии 4000—9000 квт-ч на 1 пог. м канала. Освоение процесса электросбояки находится в стадии опытных работ.

Сбойка скважин бурением. В 1955—1956 гг. пробурены 2 горизонтально-сблочные скважины по простиранию угольного пласта с длиной скважин по угля 118 и 66 м. Достигнутая средняя скорость бурения скважин составляет 159,7 пог. м в месяц. Себестоимость проходки 1 пог. м — 186 руб.

Положительный опыт бурения горизонтально-сблочных скважин на Лисичанской станции позволил приступить к бурению таких скважин на Подмосковной станции «Подземгаз».

За 10 месяцев 1956 г. на этой станции на газогенераторе № 12 пробурено 15 наклонно-горизон-

тальных скважин. Средняя длина скважины по угольному пласту 71 м. Скорость бурения 147 пог. м на станок в месяц, причем скорость проходки по углю равна 265 пог. м на станок в месяц.

Сбойка скважин на Южно-Абинской станции

В I кв. 1956 г. на этой станции сбито воздухом высокого давления (до 30 атм) 11 скважин с общей длиной сбитых каналов 115 м. Расход дутья на 1 пог. м канала составил 9200 м³. Средняя скорость сбойки 2,1 м в сутки. Расход электроэнергии на 1 пог. м до 1200 квт-ч.

2. Управление процессом подземной газификации углей

Как видно из краткого обзора опытных работ, все проведенные опыты по подземной газификации углей в целике в основном проходили успешно, давали длительно и устойчиво в убедительных количествах качественный газ. Опыты проведены в различных геологических условиях залегания пластов и качества угля.

Так, мощность пластов изменялась от 0,4 м (Лисичанская станция) до 9 м (Южно-Абинская), залегание пластов — от горизонтальных (Подмосковная станция) до почти вертикальных 60—70° (Южно-Абинская, Горловская станции). Качество угля изменялось от бурых подмосковных углей до газовых слабоспекающихся кузнецких углей (Южно-Абинская станция) и длиннопламенных донецких (Лисичанская станция «Подземгаз»).

Кроме того, работа последних лет Подмосковной, Лисичанской и Южно-Абинской станций «Подземгаз» убедительно говорит о том, что процесс подземной газификации углей в целике протекает успешно и устойчиво.

Из теоретических основ физико-химии процессов газификации топлив, положенной в основу газогенераторного процесса и соответственно примененной при разработке физико-химии процесса подземной газификации углей в целике по методу «потока», известно, что для нормального хода процесса необходимо обеспечить два основных условия: нормальный тепловой режим и правильную организацию аэродинамики потоков дутья и газа в огневом забое.

Нормальный тепловой режим, то есть достаточно высокие температуры процесса (не менее 1000°), определяется в условиях подземной газификации калорийностью угля и тепловыми потерями. Тепловой режим устанавливается тем более благоприятным для процесса, чем меньше зольность и влажность угля в пласте, чем меньше приток воды в подземный газогенератор, чем больше мощность пласта и чем выше интенсивность процесса.

Тепловые условия процесса могут быть улучшены предварительным осушением месторождения, улавливанием и отводом приточных вод при ведении процесса.

Методы борьбы с влагой в настоящее время разработаны. Ясны возможные способы осушения подземного газогенератора до начала его газификации, а также улавливание и откачка воды во время хода

процесса (см. ниже статьи Н. Е. Фисенко «Осушение угольных месторождений для подземной газификации» и проф. А. И. Силипа-Бекчурина «Осушение газифицируемых месторождений бурых углей в Подмосковном бассейне»).

Практически откачка воды бесшахтным способом через скважины из-за отсутствия в технике соответствующих насосов ранее не могла быть внедрена. В настоящее время наша промышленность освоила производство таких насосов. Это создало практическую возможность осушения месторождений для целей подземной газификации углей и улавливания воды во время процесса.

Одной из возможностей улучшения тепловых условий процесса является его интенсификация, пределы которой часто лимитируются мощностью предприятия и его дутьевых средств. Вопрос интенсификации можно решить только в условиях выработки большого количества газа, когда в работу могут быть включены одновременно 2—3 десятка скважин с нагрузкой на каждую по 3—10 тыс. м³ дутья, что из-за ограниченных мощностей действующих станций «Подземгаз» не всегда было возможно. Для условий Подмосковной станции практикой установлено оптимальное количество дутья на 1 скважину 3 тыс. м³; подача более 5 тыс. м³ дутья на калорийность газа влияет отрицательно.

На улучшение тепловых условий процесса подземной газификации большое влияние может оказать предварительный подогрев дутья с использованием физического тепла газа, что, в свою очередь, может резко увеличить к. п. д. газификации. Для решения этого вопроса необходимо разработать конструкцию скважины, которая давала бы возможность надежно и длительно отводить газ с высокой температурой.

Правильно организованная аэродинамика потоков в огневом забое должна обеспечить непрерывное соприкосновение газовых потоков с раскаленной поверхностью угля огневого забоя. Для этого при проведении процесса должна быть полностью устранена возможность образования в породах выгазованного пространства побочных каналов, где мог бы проходить воздух и, не вступив в контакт и не прореагировав с углеродом угля, может соединиться у выводящих скважин с потоком полученного газа и в какой-то степени сжечь его.

Хорошая аэродинамика обеспечивается правильно заданным и поддерживаемым контуром огневого забоя, правильно выбранной схемой подвода дутья и отвода газа, а также правильно подобранной для данного огневого забоя интенсивностью процесса.

Для разработки наиболее эффективных аэродинамической схемы и контура огневого забоя во ВНИИПодземгазе организована специальная аэродинамическая лаборатория. В настоящее время на Подмосковной станции проверяются две новые схемы: схема лаборатории № 1 и схема аэродинамической лаборатории с направленным дутьем.

Одна из них, разработанная 1-й лабораторией ВНИИПодземгаза, предусматривает отвод газа преимущественно в сторону целика угля; для более полного выгазовывания угля процесс реверсируется.

При этой схеме значительно лучше используется физическое тепло газа для предварительной термоподготовки угля, что само по себе имеет существенное значение.

Проверка этой схемы производилась на опытном участке Подмосковной станции, состоявшем из 4 рядов скважин по 4 скважины в ряду, пробуренных по сетке 25×30 м. За время испытаний, с середины 1955 г. по настоящее время, выгазовано около 30 тыс. т угля с получением свыше 50 млн. м³ газа со средней теплотворностью более 900 ккал/м³. Степень выгазовывания угля соответствовала 100% промышленных запасов.

Вторая схема разработана аэродинамической лабораторией ВНИИПодземгаза, предусматривает направленную подачу дутья и проверяется в естественных условиях залегания пластов угля.

Опытный аэродинамический участок состоял из 6 основных скважин $\varnothing 200$ мм, пробуренных по сетке 25×25 м и 4 скважин дополнительных по сетке 12×25 м.

Дутье подавалось через специальные дутьевые колонны диаметром 100 мм, опущенные в скважины и заканчивающиеся насадкой с направлением дутьевого потока в плоскости угольного пласта.

Результаты работы на опытном аэродинамическом участке характеризуются данными табл. 10.

Таблица 10

Подано дутья, млн. м ³		Отвод газа, млн. м ³			Запасы угля, т	Выгазовано угля, т	%, выгазовывания
дутьев. скв. №	обозн. к-во дутья	№ скв.	колич. газа	тепл. ср. взвеш.			
2	1,1	7	1,7	972	865	754	88
11	1,2	3	1,4	1025	810	806	99
6	3,6	4	3,0	890	1700	2136	125*
5	3,7	12/7	0,7	915	2250	2350	104*
			2,7				
Всего по участку		9,6	9,5	930	5625	5988	106*

* Выгазование угля более 100% объясняется выгазовыванием из промышленных запасов угля с зольностью выше 45%.

Процесс газообразования по всем скважинам характеризовался устойчивостью газа по теплотворности и составу.

Лисичанская станция «Подземгаз» на основе своего опыта работы также внесла ряд изменений в схему и конструкцию газогенератора. В настоящее время дутье подается через полевые пройденные в почве пласта или вертикальные скважины в выгазованное пространство, а газ отводится через разожженные наклонные скважины, пройденные по пласту угля.

Такая схема дает возможность использовать физическое тепло обрушившихся пород для подогрева дутья и догазовывать остатки угля в обрушенных породах.

Это значительно улучшило технические показатели работы газогенератора.

На процесс газификации кроме аэродинамики влияет состояние огневого забоя, который формируется обрушающимися кровлей и пластом угля.

Огневой забой для процесса тем лучше, чем планомнее обрушается кровля и чем она плотнее заполняет выгазованное пространство, а также чем менее термически стоек газифицируемый уголь (прогреваясь, непрерывно разрушается, заполняя канал огневого забоя раздробленным углем, увеличивая реакционную поверхность).

В связи с этим лучшей кровлей для подземной газификации являются глины и глинистые сланцы, а лучшими углями — бурые.

Как средство управления потоками дутья и газа может служить в некоторых случаях искусственное заполнение выгазованного пространства.

К недостаткам подземной газификации углей в настоящее время, а также к резервам повышения ее эффективности в будущем относятся: высокие потери газа и угля (хотя они и не превышают потерь при добыче угля шахтным способом), а также дороговизна и сложность бурения скважин и их сбойки.

Потери угля при подземной газификации зависят от зольности угля (чем она выше, тем выше потери), от структуры пласта (чем больше разбит пласт породными прослойками, тем выше потери), от мощности пласта (чем меньше мощность пласта, тем выше относительные потери), а также от конструкции скважин и расстояния между ними. Так например, на газогенераторе № 2 Подмосковной станции зависимость потерь угля от расстояния между скважинами определена следующими цифрами:

Расстояние между скважинами в ряду, м.	40	35	30	25
Потери угля в % от промышл. запасов (округленно)	37	28	24	17

Практикой установлено, что обсадка скважин до кровли пласта, как это делалось до сих пор, резко увеличивает потери угля, обсадка же скважин в пласте угля с оставлением необсаженной части пласта не более 0,3—0,8 м значительно сокращает потери угля. Это объясняется тем, что в первом случае сбоечный канал располагается в верхней части пласта, и пласт угля, лежащий ниже сбоечного канала, выгазовывается не по всей мощности; во втором случае сбоечный канал располагается у почвы пласта, что обеспечивает более полное выгазовывание пласта угля по его мощности.

Значительные потери газа происходят из-за сложных горногеологических условий залегания газифицируемого угольного пласта (наличие в кровле угольного пласта рыхлых газопроницаемых песков, а в почве — трещиноватых закарстованных известняков). Эти потери тем выше, чем выше давление, которое поддерживается в газогенераторе. Они могут быть значительно уменьшены при организации более рациональной системы газоотвода и применении тампонажа и глинизации газопроводящих пластов кровли и почвы (пески, известняки) эксплуатируемого угольного пласта. Последнее может экономически себя оправдать в случае больших промышленных масштабов производства.

Замена сбойки скважин воздухом высокого давления на электросбойку или сбойку бурением резко сократит потери газа.

Процесс в подземных газогенераторах управляется: своевременной подготовкой к газификации и вводом в эксплуатацию новых запасов угля, количеством,

составом и давлением дутья; давлением в газогенераторе; схемой и конструкцией газогенератора.

Для правильной оценки освоенности и возможности управления процессом подземной газификации углей отметим, что все основные способы управления процессом подземной газификации те же, что и в процессе наземной газификации топлива. Принципиальное отличие только в конструкции и схеме газогенераторов.

Схема и конструкция подземного газогенератора должны быть такими, чтобы не поддающиеся управлению горногеологические факторы (обрушение кровли, пласта угля) не могли нарушать нормального хода процесса подземной газификации углей. Схемы и конструкции подземных газогенераторов, применяемые в настоящее время на Подмосковной, Южно-Абинской и Лисичанской станциях «Подземгаз», в первом приближении удовлетворяют этому требованию.

По мере накопления опыта эти схемы и конструкции могут и должны быть улучшены, на что и направлена работа ВНИИПодземгаза, Гипроподземгаза и станций «Подземгаз».

Лучшим доказательством управляемости процессом подземной газификации углей является многолетний опыт работы станций «Подземгаз», которые годами бесперебойно подают газ промышленным потребителям при непрерывно улучшающихся технико-экономических показателях процесса.

IV. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ, ПРОЕКТНЫЕ И ОПЫТНЫЕ РАБОТЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

В годы Великой Отечественной войны станции «Подземгаз» были разрушены и никаких научно-исследовательских и опытных работ практически не велось. Они были развернуты и развивались только в послевоенные годы.

К настоящему времени на станциях «Подземгаз» построено 27 опытных подземных газогенераторов и участков в естественных условиях и 10 опытных моделей и установок.

На базе Лаборатории подземной газификации и Специального конструкторского бюро и проектной конторы в г. Сталино в июле 1949 г. созданы и в настоящее время непрерывно развиваются специализированный научно-исследовательский институт «ВНИИПодземгаз» в г. Москве и проектный институт «Гипроподземгаз» в г. Сталино (Донбасс). При Подмосковной, Лисичанской и Южно-Абинской станциях «Подземгаз» созданы секторы ВНИИПодземгаза. К работам по подземной газификации углей привлечено 11 отраслевых институтов и институтов Академии наук СССР.

Для решения вопросов бурения направленных скважин при Лисичанской станции «Подземгаз» создана в апреле 1945 г. специальная Контора опытного направленного бурения скважин.

В результате проведенных научно-исследовательских и опытных работ решены следующие задачи:

1) разработаны и проходят практическую проверку новые схемы подземной газификации каменных и бурых углей;

2) освоено бурение наклонных скважин до глубины 500 м по угольным пластам мощностью свыше 0,50 м;

3) освоена электрическая сбойка скважин на буроугольных пластах Подмосковной станции «Подземгаз»;

4) освоена сбойка скважин воздухом высокого давления с гидравлическим разрывом на каменноугольных пластах;

5) усовершенствована сбойка прожигом на Подмосковной станции «Подземгаз»;

6) выполнены теоретические, лабораторные и первые опытные работы в природных условиях на бурых углях по получению технологического газа, пригодного для синтеза аммиака;

7) созданы первые образцы газовой турбины ГТ-12-3 и газотурбокомпрессора ГТ-50000 для работы на газе подземной газификации углей;

8) разработан ряд крайне необходимых контрольно-измерительных приборов для анализа газа, контроля за положением долота в забое скважины, замера угла наклона и азимута оси ствола скважины, замера влаги газа и др.

V. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

Для определения экономики нового процесса берутся технологические показатели, полученные на опытном предприятии, проектируется промышленное предприятие и по показателям этого проекта судят об экономичности нового процесса. Расчетные данные, естественно, корректируются дальнейшими практическими данными.

Никто не позволил бы себе считать отчетные данные первой действующей атомной электростанции характерными для экономики использования атомной энергии вообще. В отношении подземной газификации такие сравнения, к сожалению, имеют место.

Некоторые товарищи бухгалтерские данные Подмосковной и Лисичанской станций «Подземгаз» принимают за экономические показатели подземной газификации углей вообще, чем извращают экономику подземной газификации, а т. Чуханов не удовлетворился и этим, он извратил и бухгалтерские данные.

Это основное извращение усугубляют еще тем, что сравнивают стоимость угля франко-шахта со стоимостью газа франко-топка потребителя.

Подмосковную станцию «Подземгаз», мощностью по газу эквивалентную шахтной добыче 400—500 т подмосковского угля в сутки, сравнивают не с шахтой аналогичной мощности с аналогичными геологическими условиями залегания угля, а с показателями бассейна вообще. Причем при сравнении полностью игнорируют качественные различия газа и угля как топлива.

Такой метод сравнения, естественно, грубо искажает действительную экономику подземной газификации.

Материалами для суждения об экономической эффективности подземной газификации углей на данном этапе ее развития являются технические проекты строящихся Ангренской и Шатской станций «Под-

Таблица 11

Показатели	Подземная газифика- ция	Шахтная добыча	Подземн. газиф. в % к шахтн. добыче угля	Источники данных по шахтной добыче
Себестоимость 1 т натурального угля и соответ- ственно пересчи- танного газа, руб. — коп.: Ангренская стан- ция	56—70	89—78	63,6	Отчетные данные треста Сред- азуголь за 1956 г.
Шатская станция	55—20	62—91	87,7	Отчетные данные комбината Тулауголь за 1956 г.
Производитель- ность одного тру- дящегося — тонн в месяц натурально- го угля и соответ- ственно пересчи- танного газа:				
Ангренская стан- ция	91,5	28,1*	325,6	Отчетные данные треста Средазуголь за 1956 г. *по проек- ту — 49,9
Шатская стан- ция	42,2	41,0	102,9	Фактич. данные ком- бината Тулауголь за 1956 г.
Капиталовложе- ния на 1 т годов- вой добычи нату- рального угля и соответственно пересчитанного га- за, руб. — коп.:				
Ангренская стан- ция	192—00	165—00	116,5	По проекту шахты № 10 (Ангрен)
Шатская стан- ция	240—50	235—50	102,0	По проекту шахты № 1 „Песочин- ской“ треста Черепеть- уголь

земгаз», утвержденные Министерством угольной промышленности и Советом Министров СССР, и предварительные технико-экономические расчеты строительства новых станций «Подземгаз».

Ангренская станция «Подземгаз» рассчитана на добычу 7 млн. нм^3 газа в сутки, или 2320 млн. нм^3

газа в год с теплотворностью 1000 ккал/нм^3 , что эквивалентно годовой добыче 645 тыс. т ангреновского бурого угля, или 1900 т/сут.

Шатская станция «Подземгаз» запроектирована на добычу 2,1 млн. нм^3 газа в сутки, или 662,4 млн. нм^3 газа в год с теплотворностью 900 ккал/нм^3 , что эквивалентно годовой добыче 226 тыс. т подмосковного угля, или 720 т/сут.

По этим расчетным данным сравнительные показатели станций «Подземгаз» и аналогичных шахт характеризуются данными табл. 11.

Гипроподземгазом и ВНИИПодземгазом был проведен ряд технико-экономических исследований и расчетов о возможности строительства крупных промышленных станций «Подземгаз» в районе уже действующих станций, а также в новых районах. Эти исследования и расчеты дали следующие результаты:

1. Сталинская станция «Подземгаз» мощностью 7—8 млрд. нм^3 газа в год в Кузбассе на Бунгуро-Лиственском месторождении, имеющем запасы угля 147,7 млн. т. Газ этой станции может быть использован Кузнецким металлургическим комбинатом.

При замене на ТЭЦ и агломерационной фабрике Кузнецкого комбината твердого топлива газом себестоимость топлива франко-топка котельной снизится с 67,5 руб. в настоящее время до 37,7 руб. за тонну условного топлива, что даст ежегодную экономию в 34,4 млн. руб. Производительность труда одного трудящегося, занятого на добыче, подготовке и сжигании топлива, увеличится с 52,6 т в настоящее время до 109 т натурального топлива в месяц, что высвободит 739 чел.

2. Сталинская станция «Подземгаз» № 2 мощностью 7—8 млрд. нм^3 газа в год в Кузбассе на Бунгуро-Лиственском месторождении. Газ этой станции может быть использован на существующей Сталинской ТЭЦ, расположенной на расстоянии 12—15 км от угольного участка. Указанное количество газа полностью обеспечит потребность ТЭЦ в топливе.

По проектному заданию, выполненному Гипроподземгазом, при замене угля газом подземной газификации стоимость топлива на ТЭЦ снизится с 68,6 руб. до 38,5 руб. за тонну условного топлива, что даст ежегодную экономию на много млн. руб. Производительность труда одного трудящегося, занятого на добыче, подготовке и сжигании топлива, возрастет с 51 т в настоящее время до 109 т натурального топлива в месяц, что высвободит 774 человека.

3. Южно-Кузбасская станция «Подземгаз» мощностью 7—8 млрд. нм^3 газа в год в Кузбассе на Шушутулеско-Николаевском месторождении, имеющем промышленные запасы угля 164,3 млн. т. Газ ПГУ может быть использован на существующей Южно-Кузбасской ГРЭС, находящейся в 5—7 км от угольного участка. Указанное количество газа обеспечит круглогодичную работу большей части ГРЭС.

По технико-экономическому расчету, выполненному Гипроподземгазом, при замене сжигаемого на станции в настоящее время кузнецкого угля газом себестоимость топлива снизится с 73,1 руб. до 35 руб. за 1 т, что даст очень большую ежегодную экономию. Производительность труда одного трудящегося

на добыче, подготовке и сжигании топлива повысится с 37,4 т в месяц в настоящее время до 117 т угля, что высвободит 1938 чел.

4. Колмогоровская станция «Подземгаз» мощностью 8—9 млрд. м^3 газа в год в Кузбассе на Колмогоровском участке № 1 с запасами угля 302 млн. т. Газ этой станции может быть использован на Беловской электростанции, расположенной в 5—6 км от угольного участка. Указанное количество газа обеспечивает круглогодичную работу части ГРЭС.

По расчетам, выполненным ВНИИПодземгазом, стоимость труда одного рабочего в руб. за 1 т, что в настоящее время до 130 т угля в месяц, что высвободит 1773 чел.

5. Джаныспайская станция «Подземгаз» мощностью 9—10 млрд. м^3 газа в год в Казахской ССР на Джаныспайском бурогольном месторождении, имеющем запасы угля 750 млн. т. Газ этой станции может быть использован на ГРЭС мощностью 400 тыс. кв.

Преимущества газа как топлива

Газ как топливо обладает по сравнению с углем большими качественными преимуществами.

Исследования Энергетического института АН СССР им. Г. М. Кржижановского (ЭНИН) показали, что при оценке эффективности процесса подземной газификации, например, углей Подмосковного бассейна, следует иметь в виду, что к. п. д. промышленных паровых котлов равен 55—65%, а к. п. д. отопительных котлов — 50—60%.

При переводе котлов на газ подземной газификации с применением пламенных горелок к. п. д. котлов изменялся лишь в незначительной степени.

В 1948 г. на основе многолетних работ ЭНИНа АН СССР совместно с Главгазопромом по бесплатному сжиганию газов был осуществлен перевод на процесс беспламенного сжигания парового котла, установленного на Тульской станции «Подземгаз», а в 1949 г. по схеме ЭНИНа — десятитонного парового котла на одном из тульских заводов. При этом работа котла на газе теплотворностью 750—800 $\text{ккал}/\text{м}^3$ характеризовалась к. п. д. 73%, значительно превышающим к. п. д. котлов, работающих на подмосковном угле.

При работе на подземном газе нормальной теплотворности 900 $\text{ккал}/\text{м}^3$ к. п. д. котла возрастает до 80%.

Таким образом, 1 калория газа подземной газификации, вырабатываемого из подмосковных углей, при теплотворности газа 750 $\text{ккал}/\text{м}^3$ заменяет 1,22 калории подмосковного угля, а при теплотворности газа 900 $\text{ккал}/\text{м}^3$ — 1,35 ккал угля.

Еще больший эффект может быть достигнут при использовании газа подземной газификации углей в котлах, специально сконструированных для сжигания газообразного топлива, например, в отопительных котлах беспламенного горения ЭНИНа К. п. д. отопительных котлов ЭНИН-1, установлен-

ных на заводе «Калибр», достигает 92% и выше при работе на московском городском газе и может достигнуть 85% при работе на газе ПГУ. Вместе с тем, на постройку котлов ЭНИН-1 затрачивается металла в 3—4 раза меньше, чем на постройку стальных отопительных котлов Рамзина и в 10—15 раз меньше, чем на постройку чугунных котлов.

В докладе, составленном Секретариатом Европейской экономической комиссии Организации Объединенных Наций преимущества газа как топлива характеризуются данными табл. 12, которая дает представление о коэффициенте полезного использования различных видов энергии в Бельгии в 1953 г.

Таблица 12

Вид энергии	К. п. д. использования	
	в дом. секторе	в промышленности
Уголь	42,5	45
Газ	72,5	65
Кокс	42,5	45
Жидкое топливо . . .	65,0	45
Термоэлектрическая энергия	45,0	80

VI. ЗАДАЧИ РАБОТ ПО ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ НА БЛИЖАЙШИЕ 8—10 ЛЕТ

Каждому из работников подземной газификации углей ясно, что ни один из научных, инженерных и др. вопросов подземной газификации углей на сегодня не может считаться решенным в самом лучшем варианте и окончательно (такие взгляды им часто приписывают недобросовестные критики).

Перед работниками подземной газификации в вопросе улучшения и совершенствования подземной газификации стоят и с развитием подземной газификации углей все больше будут возникать большие и малые задачи. Однако работники подземной газификации углей видят ее не в статическом состоянии сегодняшнего дня, а в состоянии ее движения и развития.

Чем дальше в прошлое любой области техники мы взглянем, тем более несовершенной она будет в сравнении с ее состоянием сегодня.

Если рассматривать состояние любой отрасли техники с точки зрения теоретических возможностей и фактического уровня ее показателей в настоящее время, то энтузиастами-критиками может быть поставлено под сомнение право на существование большинства отраслей техники. Такие критики могут поставить под сомнение целесообразность выработки электроэнергии, в которой только 15—30% тепла угля превращается в электричество, право на существование двигателей внутреннего сгорания с к. п. д. 18—20% и др.

Обсуждать право на существование этих областей техники на сегодня для всех является очевидным абсурдом. Абсурдность же спора о праве на существование и дальнейшее промышленное развитие подземной газификации углей в настоящее время еще не для всех ясна. А поддержка этих споров некоторыми влиятельными работниками Академии

наук СССР и Министерства угольной промышленности СССР сделала эти споры в некотором роде даже «модными».

Исходя из сказанного, а также учитывая, что при решении вопроса о строительстве крупных промышленных предприятий ПГУ, кроме уже накопленного опыта, необходимо учитывать также и следующее.

Станция подземной газификации углей состоит из двух основных частей: наземной части и подземного газогенератора. Наземная часть является постоянной на весь период существования станции, стоимость ее составляет 85—90% от всей стоимости станции. Все элементы этой части проверены многолетней работой смежных отраслей промышленности и действующих станций «Подземгаз» и не вызывают никаких вопросов и сомнений ни в проектировании, ни в строительстве, ни в эксплуатации. В этой части перед предприятиями подземной газификации углей стоят только общие задачи рационализации.

Стоимость подземного газогенератора в общей стоимости станции составляет 10—15%. Подземный генератор существует 1—2 года, в течение которых он выгазовывается. Газификация после этого переходит на следующий, вновь подготовленный газогенератор. Это создает возможность по мере накопления опыта непрерывно изменять и улучшать схему и конструкцию газогенератора.

Время, необходимое для проектирования и создания предприятий ПГУ при существующих условиях строительства, составляет 5—6 лет; строительство же подземного газогенератора требует один, максимум два года. Следовательно, ко времени пуска новых предприятий к уже накопленному опыту подземной газификации дополнительно добавится 5—6-летний опыт работы Подмосковной, Лисичанской и Южно-Абинской станций «Подземгаз» и 4—5-летний опыт работы Шатской, Ангренской и Каменской станций «Подземгаз». Кроме того, во время строительства промышленных газогенераторов можно и необходимо соорудить опытный газогенератор и на нем накопить опыт подземной газификации углей в геологических условиях данного строящегося предприятия.

Учитывая вышесказанное, Главподземгаз считает возможным и необходимым на ближайшие 8—10 лет в области подземной газификации углей поставить следующие задачи:

1. Увеличить производство газа ПГУ, обеспечив выработку его по годам в количествах, приведенных в табл. 13 (в млн. нм^3).

Таблица 13

Станции „Подземгаз“	Годы			
	1957	1958	1959	1960
Подмосковная	460	460	460	460
Лисичанская	170	180	190	200
Южно-Абинская	125	250	300	370
Шатская	—	230	380	460
Ангренская	—	150	600	1160
Каменская	—	—	—	50
Итого	755	1270	1930	2700

Повысить за пятилетку производительность труда Подмосковной, Лисичанской, Южно-Абинской станций «Подземгаз» на 60% и снизить себестоимость газа не менее чем на 35%.

2. Закончить строительство Шатской, Ангренской и Каменской станций «Подземгаз» и обеспечить ввод мощностей по годам (млн. нм^3):

	1957 г.	1958 г.	1959 г.	1960 г.
Шатская станция	331	331	—	—
Ангренская	—	1160	1160	—
Каменская	—	—	—	365
Итого	331	1491	1160	365

Шатская станция «Подземгаз».

Произвести дальнейшее увеличение мощности этой станции за счет ввода в 1960 г. дополнительной газотурбинной установки.

4. Осуществить расширение Южно-Абинской станции «Подземгаз» до 370 млн. нм^3 газа в год в 1958 г. и до 1 млрд. нм^3 газа в год в 1959 г. с подачи газа предприятиям Киселевского района Кемеровской области.

5. В целях рационального использования технологических мощностей станций «Подземгаз» расширить и организовать на них производство побочных продуктов в следующих количествах:

	1957 г.	1958 г.	1959 г.	1960 г.
Серы комовой, т	2100	2100	2100	2100
Гипосульфита, т	1400	1800	2000	2200
Криптоно-ксеноновой смеси, м^3	180	180	180	200
Аргона, тыс. м^3	200	500	1000	1200

6. Начать строительство в VI пятилетке 2 промышленных станций «Подземгаз»:

а) Сталинской станции мощностью 7—8 млрд. нм^3 газа в год в Кузбассе с использованием газа этой станции Кузнецким металлургическим комбинатом¹.

б) Южно-Абинской станции мощностью 2,3 млрд. нм^3 газа в год в Кузбассе на Южно-Абинском месторождении, имеющем запасы угля в количестве 280 млн. т с использованием газа этой станции на электростанции с паро-газовым энергетическим циклом, обеспечивающим высокий к. п. д. Строительство указанной электростанции должно быть осуществлено Министерством электростанций вблизи станции «Подземгаз».

7. Разработать проектно-техническую документацию и начать в VII пятилетке строительство следующих пяти промышленных станций «Подземгаз»:

а) Сталинской станции № 2 мощностью 7—8 млрд. нм^3 газа в год в Кузбассе с использованием газа на существующей Сталинской ТЭЦ¹.

б) Южно-Кузбасской станции мощностью 9—10 млрд. нм^3 газа в год в Кузбассе с использованием газа этой станции на существующей Южно-Кузбасской ГРЭС¹.

¹ Характеристику и экономические показатели станции см. на стр. 20.

в) Колмогоровской станции мощностью 8—9 млрд. м^3 газа в год в Кузбассе с использованием газа этой станции на Беловской электростанции¹.

г) Джанысбайской станции мощностью 9—10 млрд. м^3 газа в год в Казахской ССР с использованием газа этой станции на ГРЭС¹.

д) Ангренской станции № 2 мощностью 9—10 млрд. м^3 газа в год в Узбекской ССР на Аблыкском участке Ангренского бурогоугольного месторождения, имеющем запасы 92,0 млн. т, с использованием газа на Ангренской ГРЭС.

Указанное количество газа обеспечит круглогодичную работу большей части ГРЭС.

8. Осуществлять дальнейшее развитие научно-исследовательских и опытных работ по подземной газификации углей для решения следующих задач:

а) улучшить технологию и повысить технико-экономические показатели разработанных и применяемых в настоящее время методов подземной газификации углей за счет:

повышения калорийности газа и к. п. д. процесса газификации;

максимального сокращения потерь угля, дутья и газа;

полной автоматизации контроля и управления процессом ПГУ;

создания специальных воздуходувных агрегатов с газотурбоприводом, обеспечивающих резкое снижение расхода энергии на собственные нужды и эксплуатационные затраты на предприятиях ПГУ;

максимального упрощения и удешевления бурения и сбойки скважин, для чего разработать, испытать и внедрить призабойный двигатель для направленного бурения скважин с контролем и управлением работой этого двигателя с поверхности (для решения этой задачи уже накоплен достаточный опыт и намечены пути и методы ее разрешения);

совершенствования имеющихся и создания новых более эффективных методов сбойки скважин, обратив при этом особое внимание на положительный опыт Лисичанской и Подмосковной станций «Подземгаз» по сбойке скважин бурением и электро-сбойкой;

б) развить работы по созданию новых схем и новых, более эффективных методов подземной газификации углей, а также способов управления кровлей при подземной газификации углей, создать наиболее эффективные способы осушения угольных месторождений и методы управления аэродинамическими потоками в подземных газогеператорах;

в) развить работы по освоению производства технологического газа ПГУ, пригодного для химической переработки как на действующих, так и на строящихся станциях «Подземгаз», имея целью организовать в VII пятилетке производство такого газа в небольших промышленных масштабах с тем, чтобы в дальнейшем могли быть разработаны проекты для строительства крупных промышленных станций «Подземгаз» по производству технологического газа;

г) провести в 1959—1960 гг. опыты в естественных условиях по подземной газификации бурогоугольных месторождений Приднепровья. Для этой цели построить в 1957—1958 гг. на Южно-Синельниковском бурогоугольном месторождении в Днепробассе опытную установку;

д) провести широкое технико-экономическое обоснование дальнейшего развития подземной газификации углей в различных бассейнах страны;

е) развить конструкторские работы по созданию новых видов буровых агрегатов, применению неметаллических труб для обсадки скважин, многократному использованию обсадных труб, сооружению неметаллических газопроводов большого диаметра и др.

Для обеспечения выполнения важнейших задач в области научно-исследовательских работ по подземной газификации углей наряду с ВНИИПодземгазом шире привлечь к этим работам институты Академии наук СССР и союзных республик, а также отраслевые и учебные институты министерств и ведомств.

9. Совместно с Министерством тяжелого машиностроения СССР решить следующие задачи:

а) поставить Министерству угольной промышленности СССР в 1958 г. для Шатской станции «Подземгаз» комплект оборудования для выработки электроэнергии по паро-газовому энергетическому циклу;

б) разработать в 1958 г. проект высокоэффективных воздуходувных агрегатов на 200—250 тыс. м^3 воздуха в час при давлении 2,5 атм с газотурбинными и паровыми приводами по техническим условиям, согласованным с Министерством угольной промышленности СССР.

10. Разработать совместно с Институтом автоматики и телемеханики АН СССР и изготовить для станций «Подземгаз» приборы для автоматического контроля, управления насосными, компрессорными и газодувными установками, задвижками и буровыми станками.

VII. О ДИСКУССИЯХ И КРИТИКЕ В РАБОТАХ ПО ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

В коллективе работников подземной газификации углей насчитывается сейчас более 3000 чел., из них инженерно-технических работников более 700 чел.

Этим коллективом твердо усвоена элементарная истина советского общества, что важнейшим средством в борьбе за устранение недостатков и достижение новых успехов является критика и самокритика.

В работах по подземной газификации дискуссия начинается на предприятии утром на диспетчерском совещании у директора станции, когда обсуждается итог работы прошлых суток и намечается необходимый режим работы на предстоящее время.

На дискуссиях в лабораториях ВНИИПодземгаза, в отделах Гипроподземгаза, на станциях «Подземгаз», затем на Ученом совете ВНИИПодземгаза, в Комиссии по проблемам подземной газификации топлив при Президиуме АН СССР, на Техническом совете Главподземгаза рождается план научно-исследовательских работ на предстоящий год.

¹ Характеристику и экономические показатели станции см. на стр. 21.

При осуществлении утвержденного плана дискуссия начинается среди работников лабораторий институтов, затем на Ученом совете института (уже по методике и рабочей программе каждой темы и, наконец, при обсуждении промежуточных и годовых отчетов), а по окончании работ — на Ученом совете и на собраниях предприятий по итогам работ станции.

Кроме того, время от времени проводятся все-союзные совещания.

В сентябре 1938 г. было проведено первое Всесоюзное совещание по подземной газификации углей, организованное НКПТ, в котором участвовал Л. М. Каганович. Были обсуждены отчетные доклады о работе станций «Подземгаз» и намечены основные пути дальнейшего развития подземной газификации углей. На совещании было заслушано и обсуждено 13 докладов.

В 1947 г. была проведена научно-техническая конференция по подземной газификации углей, созванная Главгазтопромом при Совете Министров СССР с участием работников АН СССР, станций «Подземгаз» и научно-исследовательских институтов различных министерств и ведомств.

В июне 1950 г. в г. Туле было проведено объединенное научно-техническое совещание работников подземной газификации углей АН СССР, Главподземгаза, станций «Подземгаз», Гостехники СССР, Госплана СССР и работников научно-исследовательских институтов министерств и ведомств.

В 1954 г. (26—29 октября) Министерством угольной промышленности СССР совместно с Академией наук СССР было проведено расширенное научно-техническое совещание по результатам научно-исследовательских и опытных работ по подземной газификации углей, проведенных в 1953—1954 гг. институтами Министерства угольной промышленности СССР и Академии наук СССР. На указанном совещании было заслушано и обсуждено 17 докладов.

В 1955 г. (25—26 мая) Министерством угольной промышленности СССР под руководством Заместителя министра угольной промышленности т. Д. Г. Оника было проведено совещание по подземной газификации углей, в работе которого приняли участие работники угольной промышленности, Академии наук СССР, Госплана СССР. На указанном совещании были заслушаны и обсуждены 10 докладов, в которых освещались итоги проведенных работ и предстоящие задачи.

В подземной газификации все производственные либо научно-технические задачи решаются в борьбе различных точек зрения, но эта борьба идет в целях наилучшего решения вопроса, а не с целью «критики ради критики».

Несколько замечаний к истории критики т. Чуханова

В последние годы особенно ярое наступление на проведенные работы по подземной газификации углей с отрицанием какой бы то ни было ценности и значения их ведет член-корреспондент АН СССР т. Чуханов.

В своем критическом энтузиазме он забывает на последующих страницах своих записок то, что гово-

рил на предыдущих, а в своих записках сегодняшнего дня утверждает обратное тому, что утверждал несколько лет назад, когда подземная газификация углей была значительно менее освоена, чем сейчас.

Так, например, в апреле 1939 г. в описании предложенного им фильтрационного метода подземной газификации углей, он пишет:

«...В настоящее время подземная газификация углей осуществляется следующими двумя методами:

1. Метод «потока», который достаточно оправдал себя для подземной газификации донецких углей с крутопадающими пластами...»

В конце 1950 г. в труде «Научные основы технологии подземной газификации углей», автором которого в числе других является также т. Чуханов, в разделе «Современное состояние промышленности подземной газификации углей и ее народнохозяйственное значение» утверждается:

«Практическое решение, впервые в мире, столь сложной технической проблемы, как подземная газификация углей, оказалось под силу только стране победившего социализма, благодаря исключительному вниманию к этой проблеме и помощи со стороны Партии, Правительства...»

И далее «...В результате проведения большого комплекса научно-исследовательских работ и эксплуатации трех опытно-промышленных станций «Подземгаз» в Донецком бассейне (в Горловке и Лисичанске) и в Подмосковном бассейне в настоящее время подземная газификация углей вступает в Советском Союзе на путь промышленного развития.

Впереди предстоит еще огромная работа по совершенствованию техники подземной газификации углей, по расширению областей ее применения в народном хозяйстве и по значительному улучшению технико-экономических показателей, но достигнутые результаты позволяют уже приступить к строительству первых промышленных предприятий по подземной газификации».

В своем заключении, представленном Техсовету МУП, по вопросу целесообразности строительства станций «Подземгаз» в апреле 1956 г., т. Чуханов пишет уже нечто другое:

«Частный и в значительной мере случайный успех Горловской станции подземной газификации углей был принят за решение сложной проблемы...» (Горловская станция бесперебойно вырабатывала газ в течение 6 лет с февраля 1935 г. по июль 1941 г. В. М.).

«Нельзя частный и быть может случайный опыт 8-й (Южно-Абинской — В. М.) станции ПГУ без изучения и проверки класть в основу многомиллионных расходов». (Станция с мая 1955 г. успешно вырабатывает и подает потребителю газ. В. М.).

«Тем не менее, на Подмосковной станции при достаточно большой мощности и в продолжение ряда лет удается получить хотя и плохой по качеству, но все же достаточно стабильный по составу и пригодный для практического использования газ. Это даст возможность для аналогичных условий идти на строительство одной или двух (не более) промышленных станций ПГУ».

Спустя 8 месяцев, в декабре 1956 г. т. Чуханов в своей записке на имя Министра угольной про-

мышленности утверждает уже совершенно обратное тому, что утверждал ранее:

«К сожалению, проблема ПГУ не только не решена сейчас, но и нет абсолютно никакой уверенности в ее решении в ближайшее время»...

О Лисичанской станции он пишет: «Станция бесполезно расходует электроэнергию, топливо, материалы и т. д., которые могли бы быть с пользой израсходованы на другие нужды народного хозяйства».

О такой беспринципной, голословной, всеутверждающей или всениспровергающей критике В. И. Ленин писал:

«Когда Вы слышите такую критику, критику без содержания, критику ради критики, будьте осторожны, поищите, может быть у критикующего товарища уязвлено чем-нибудь самолюбие, может быть он чем-нибудь лично задет или раздражен»¹.

Несколько замечаний по поводу критики работ подземной газификации углей

В начале 1934 г., когда впервые был поставлен вопрос о строительстве Горловской станции «Подземгаз» для газификации углей в целике, некоторые критики утверждали, что «...метод подземной газификации углей в целике развееется, как дым, полученный по этому поводу, ибо диалектика говорит, что критерием истины является практика, а более чем столетняя практика говорит, что там, где нет рабочего слоя топлива, там не может быть газа».

Однако Горловская станция была построена, пущена и с первого до последнего дня существования, т. е. в течение 6 лет, давала промышленный газ. На Горловской станции были осуществлены различные процессы и получены различные газы, в том числе и технологический, пригодный для синтеза аммиака (правда, сейчас т. Чуханов утверждает, что это «случайно»).

Когда началось строительство Подмосковной станции, мы опять слышали «прорицателей», они утверждали, что «Подмосковье» — не Горловка. Здесь не уголь, а смесь воды, золы и земли, окрашенной черным цветом, строительство станции «Подземгаз» в Подмосковье для газификации угля в целике — авантюра, государственные деньги погибнут, здесь не будет не только газа, но и продуктов сгорания, вы его даже не зажжете под землей, он не горит в домашних топках, подмосковный уголь не газифицируется даже в наземных газогенераторах и т. д.».

В частности, т. Чуханов писал:

«Однако применение метода «потока» для газификации пологих пластов связано со значительными затруднениями, так как в этих условиях имеется возможность при обрушении кровли образования сплошных завалов в огневом забое».

Подмосковная станция построена, пущена, более 14 лет дает газ промышленным потребителям. С каждым годом увеличивает свою мощность и улучшает свои показатели.

О возможности использовать для газификации

газопроницаемость угольных пластов т. Чуханов утверждал:

«Метод проницаемости теоретически весьма интересен, но, к сожалению, практически непригоден почти ни для каких условий залегания топлив и их качеств, так как сопротивление угольного целика весьма велико и для продувания достаточной практически протяженности целика угля или сланца потребуется десятки и даже сотни атмосфер. Предложение подобного типа подземной газификации принадлежит великому русскому ученому Менделееву. В дальнейшем «метод проницаемости» предлагался неоднократно и даже была сделана попытка его осуществления, окончившаяся, однако, как и следовало ожидать, неудачей, так как продуть через угольный целик достаточное количество воздуха оказалось невозможным — целик даже не загорелся (выделено В. М.). Основной причиной неудачи, как указывалось, является большое гидравлическое сопротивление угольного целика, то есть его слабая проницаемость и, кроме того, этот недостаток усугублялся малой начальной поверхностью целика на вход дутья и на выходе газа». (Описание изобретения «Способ подземной газификации методом фильтрации», стр. 17 — 29/IV 1946 г.).

Оказался прав Д. И. Менделеев и др., а не т. Чуханов: зажигание пласта в скважинах и их сбойка воздухом под давлением практически осуществляется на всех действующих станциях «Подземгаз».

В своей записке на имя Министра угольной промышленности «Состояние и пути разработки проблемы ПГУ» т. Чуханов попробовал дать определение длины зон горения и восстановления при ПГУ. Он пишет: «Этим важным вопросом газообразования в канале серьезно никто не занимался и не занимается сейчас, а между тем это вопрос «жизни и смерти» подземной газификации каменных углей. Особенно пластов сравнительно небольшой мощности до 0,5—2 м. Для того, чтобы убедиться в этом, достаточно произвести расчеты газообразования в углеродном канале».

Даже расход кислорода требует большой длины канала, исчисляемой при диаметре канала 0,5 м минимально несколькими десятками метров (70—80 м).

Еще хуже обстоит дело с зоной восстановления, которая при температуре горения 1200—1400° растягивается на многие сотни метров и даже для наиболее благоприятной высокой температуры горения 2000° С для организации восстановительной зоны (с восстановлением только 75% исходной CO₂) требуется дополнительная длина канала примерно в 150 м. При низких температурах горения 1000—1100° С, характерных для высокой влажности * топлива и пластов угля малой мощности — процесс редуccionной газификации, то есть восстановления CO₂ и H₂O в восстановительной зоне, в канале практически почти не протекает и не может быть при ПГУ горючего газа.

Если судить по почти единственным данным вскрытия Лисичанской панели газификационный канал при методе «потока» имеет размер порядка 0,4—0,7 м. Таким образом, если это верно, то, учитывая, что газификационный канал при подземной газификации углей не целиком коксовый, а часть стенок его инертная, оказывается, что для получе-

¹ В. И. Ленин, Сочинения, т. 31, стр. 408.

ния генераторного газа общая протяженность промышленного подземного газогенератора — панели, работающего по методу канала, должна быть по длине не меньше 240—350 м. Эти важные выводы требуют немедленной экспериментальной проверки и тщательного исследования».

В действительности этим много и основательно занимались и установили, что весь процесс газификации заканчивается как на Лисичанской, так и на Подмосковной и Южно-Абинской станциях «Подземгаз» менее чем на 25 м. Удлинение пути газа по каналу ведет только к ухудшению его качества за счет реакций $2\text{CO} = \text{CO}_2 + \text{C}$, $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$ и дожигания газа за счет более благоприятных условий для смешения воздуха с газом. Так например, на Подмосковной станции изменение состава газа по длине огневого забоя характеризовалось на газогенераторе № 2 данными табл. 14.

Таблица 14

№ газодув. скважины	Расстояние от дутьевых скважин по прям. линиям, м	Выход газа, $\text{м}^3/\text{час}$	Состав газа, %								Теплотворность низшая, $\text{ккал}/\text{м}^3$
			H_2	CO_2	C_mH_n	O_2	CO	H_2	CH_4	N_2	
948	25	2700	1,0	17,0	0,2	0,2	10,0	19,0	1,6	51,0	1025
747	50	2400	1,0	20,4	0,2	0,2	2,4	22,0	1,6	52,2	870
737	75	2400	1,0	19,6	0,2	0,6	2,8	16,8	1,6	57,4	750
951	25	2700	1,1	18,0	0,2	0,2	7,0	19,0	1,6	53,0	930
750	50	2400	1,1	17,4	0,2	0,2	4,6	17,0	1,6	58,0	815
749	50	2000	1,1	17,0	0,2	0,4	3,8	13,8	1,6	61,6	700

Как видим, прогнозы и расчеты т. Чуханова не имеют ничего общего с фактическими данными и с действительной наукой.

В начале строительства Шатской, Южно-Абинской и Ангренской станций распространялись те же предсказания. Южно-Абинскую станцию построили, пустили и она хорошо работает, хотя те же «прорицатели» считают это «случайным». Нет сомнений, что Шатская и Ангренская станции подземной газификации будут успешно работать.

На каждом этапе развития подземной газификации углей у нее был свой актив «воинствующих скептиков». А она вопреки этим скептическим прорицаниям все идет и идет вперед. Если бы при решении вопросов о дальнейшем развитии работ по подземной газификации углей эти скептические прорицания не принимались за основу, то подземная газификация углей двигалась вперед значительно смелее и быстрее.

Некоторые из этих скептиков жалуются, что за 20 лет в их знаниях по подземной газификации углей ничего не добавилось, причем в этом они обвиняют подземную газификацию и ее работников. Но всем известно, что полностью отрицая какую-нибудь зна-

чимость труда других и ничего не создавая в этой области самим, знаний о деле не приобретаешь.

Подземная газификация углей в своем движении вперед часто встречала и встречает сейчас критиков, к которым можно полностью и справедливо отнести слова А. П. Чехова:

«Некоторые критики похожи на слепней, которые мешают лошади пахать землю. Лошадь работает, все мускулы натянуты, как струны на контрабасе, а тут на круп садится слепень, щекочет и жужжит, нужно встряхивать кожу и махать хвостом. О чем он жужжит, едва ли это ему понятно, просто характер у него беспокойный и заявить о себе хочется: мол, тоже на земле живу, вот видите, могу даже жужжать, обо всем могу жужжать».

К сожалению, такое жужжание не всегда безвредно проходит для нового и такого сложного дела, каким является ПГУ. Это особенно видно на примере Южно-Абинской станции «Подземгаз».

Имея шестилетний опыт Горловской, пятилетний Лисичанской и почти десятилетний Подмосковной станций «Подземгаз», можно и нужно было Южно-Абинскую станцию «Подземгаз» строить как промышленную станцию с получением 5—7 млн. м^3 газа в сутки. Станция, несомненно, в 3—5 лет освоила бы эту мощность, при этом, конечно, прошла бы этап каких-то трудностей и неудач, которые для вновь пускаемого предприятия с новым процессом всегда неизбежны.

Если бы был принят этот путь, наша страна уже сейчас имела бы в Кузбассе предприятие исключительной ценности и важности. Главподземгаз внесил и отстаивал такое предложение, однако под влиянием опять тех же «воинствующих скептиков» это предложение не было принято.

В Кузбассе начали подземную газификацию углей с того же, с чего ее начали в Донбассе в 1934 г., то есть с небольшого опытного предприятия. Сейчас всем ясно, что мощность Южно-Абинской станции «Подземгаз» мала, что ее необходимо максимально расширить. На расширение уйдет еще 4—5 лет, то есть столько же, сколько уже ушло на строительство.

Таким образом, для развития подземной газификации углей в Кузбассе потеряно минимум 5 лет. Кроме того, предприятие, постепенно развившееся из опытного, не может быть рациональным. Оно будет нести в себе все пороки Подмосковной станции, станции со множеством различных компрессоров, несколькими компрессорными цехами, большим количеством обслуживающего персонала и т. д.

Коллектив работников подземной газификации углей надеется, что Министерство угольной промышленности СССР и Президиум Академии наук СССР правильно оценят истинное положение дел в области подземной газификации углей, окажут этому важнейшему делу свою помощь и поддержку и наконец снимут с него тормозы сомнений и недоверия.

ния генераторного газа общая протяженность промышленного подземного газогенератора — панели, работающего по методу канала, должна быть по длине не меньше 240—350 м. Эти важные выводы требуют немедленной экспериментальной проверки и тщательного исследования».

В действительности этим много и основательно занимались и установили, что весь процесс газификации заканчивается как на Лисичанской, так и на Подмосковной и Южно-Абинской станциях «Подземгаз» менее чем на 25 м. Удлинение пути газа по каналу ведет только к ухудшению его качества за счет реакций $2\text{CO} = \text{CO}_2 + \text{C}$, $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$ и дожигания газа за счет более благоприятных условий для смешения воздуха с газом. Так например, на Подмосковной станции изменение состава газа по длине огневого забоя характеризовалось на газогенераторе № 2 данными табл. 14.

Таблица 14

№ газоств. скважины	Расстояние от дутье-вых скважин по прям. линии, м	Выход газа, $\text{м}^3/\text{час}$	Состав газа, %								Теплотворность, $\text{ккал}/\text{м}^3$
			H_2	CO_2	C_mH_n	O_2	CO	H_2	CH_4	N_2	
948	25	2700	1,0	17,0	0,2	0,2	10,0	19,0	1,6	51,0	1025
747	50	2400	1,0	20,4	0,2	0,2	2,4	22,0	1,6	52,2	870
737	75	2400	1,0	19,6	0,2	0,6	2,8	16,8	1,6	57,4	750
951	25	2700	1,1	18,0	0,2	0,2	7,0	19,0	1,6	53,0	930
750	50	2400	1,1	17,4	0,2	0,2	4,6	17,0	1,6	58,0	815
749	50	2000	1,1	17,0	0,2	0,4	3,8	13,8	1,6	61,6	700

Как видим, прогнозы и расчеты т. Чуханова не имеют ничего общего с фактическими данными и с действительной наукой.

В начале строительства Шатской, Южно-Абинской и Ангренской станций распространялись те же предсказания. Южно-Абинскую станцию построили, пустили и она хорошо работает, хотя те же «прорицатели» считают это «случайным». Нет сомнений, что Шатская и Ангренская станции подземной газификации будут успешно работать.

На каждом этапе развития подземной газификации углей у нее был свой актив «воинствующих скептиков». А она вопреки этим скептическим прорицаниям все идет и идет вперед. Если бы при решении вопросов о дальнейшем развитии работ по подземной газификации углей эти скептические прорицания не принимались за основу, то подземная газификация углей двигалась вперед значительно смелее и быстрее.

Некоторые из этих скептиков жалуются, что за 20 лет в их знаниях по подземной газификации углей ничего не добавилось, причем в этом они обвиняют подземную газификацию и ее работников. Но всем известно, что полностью отрицая какую-нибудь зна-

чимость труда других и ничего не создавая в этой области самим, знаний о деле не приобретаешь.

Подземная газификация углей в своем движении вперед часто встречала и встречает сейчас критиков, к которым можно полностью и справедливо отнести слова А. П. Чехова:

«Некоторые критики похожи на слепней, которые мешают лошади пахать землю. Лошадь работает, все мускулы натянуты, как струны на контрабасе, а тут на круп садится слепень, щекочет и жужжит, пужно встряхивать кожу и махать хвостом. О чем он жужжит, едва ли это ему понятно, просто характер у него беспокойный и заявить о себе хочется: мол, тоже на земле живу, вот видите, могу даже жужжать, обо всем могу жужжать».

К сожалению, такое жужжание не всегда безвредно проходит для нового и такого сложного дела, каким является ПГУ. Это особенно видно на примере Южно-Абинской станции «Подземгаз».

Имея шестилетний опыт Горловской, пятилетний Лисичанской и почти десятилетний Подмосковной станций «Подземгаз», можно и нужно было Южно-Абинскую станцию «Подземгаз» строить как промышленную станцию с получением 5—7 млн. м^3 газа в сутки. Станция, несомненно, в 3—5 лет освоила бы эту мощность, при этом, конечно, прошла бы этап каких-то трудностей и неудач, которые для вновь пускаемого предприятия с новым процессом всегда неизбежны.

Если бы был принят этот путь, наша страна уже сейчас имела бы в Кузбассе предприятие исключительной ценности и важности. Главподземгаз вносил и отстаивал такое предложение, однако под влиянием опять тех же «воинствующих скептиков» это предложение не было принято.

В Кузбассе начали подземную газификацию углей с того же, с чего ее начали в Донбассе в 1934 г., то есть с небольшого опытного предприятия. Сейчас всем ясно, что мощность Южно-Абинской станции «Подземгаз» мала, что ее необходимо максимально расширить. На расширение уйдет еще 4—5 лет, то есть столько же, сколько уже ушло на строительство.

Таким образом, для развития подземной газификации углей в Кузбассе потеряно минимум 5 лет. Кроме того, предприятие, постепенно развившееся из опытного, не может быть рациональным. Оно будет нести в себе все пороки Подмосковной станции, станции со множеством различных компрессоров, несколькими компрессорными цехами, большим количеством обслуживающего персонала и т. д.

Коллектив работников подземной газификации углей надеется, что Министерство угольной промышленности СССР и Президиум Академии наук СССР правильно оценят истинное положение дел в области подземной газификации углей, окажут этому важнейшему делу свою помощь и поддержку и наконец снимут с него тормозы сомнений и недоверия.

Промышленная эксплуатация подмосковной станции „Подземгаз“

Е. Д. КУЛИШ

Подмосковная станция «Подземгаз»

ПОДМОСКОВНАЯ станция «Подземгаз» была введена в опытную эксплуатацию в ноябре 1940 г. Опытная эксплуатация продолжалась до 1947 г. с перерывом, вызванным Великой Отечественной войной. В этот период были испытаны поточный метод подземной газификации с шахтным оформлением, длительно проверенный до этого на Горловской станции «Подземгаз», а также бесшахтный метод, исключаящий какие-либо работы человека под землей.

Значительная газопроницаемость подмосковных углей и наличие клевашных трещин в пласте позволили в 1940 г. впервые осуществить огневую сбойку скважин по пласту, что создало в дальнейшем условия для широкого применения бесшахтной подготовки подземных газогенераторов.

Выполненные в течение периода опытной эксплуатации работы позволили сделать выводы о возможности получения энергетического газа путем подземной газификации низкокачественных подмосковных углей в условиях их естественного залегания в целике пласта и о возможности получения устойчивого процесса подземной газификации на воздушном дутье.

Одновременно с этим был накоплен большой материал по основным технологическим показателям процесса подземной газификации, по управлению и эксплуатации подземных газогенераторов. Положительные результаты, полученные при опытной эксплуатации, позволили приступить в 1945 г. к организации промышленной эксплуатации вначале до выработки 500 тыс. м^3 газа в сутки и позднее до 1,2 млн. м^3 газа в сутки.

ХАРАКТЕРИСТИКА НОВО-БАСОВСКОГО И ГОСТЕЕВСКОГО БУРОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подмосковная станция «Подземгаз» базируется на Ново-Басовском и Гостеевском буроугольных месторождениях.

На Ново-Басовском месторождении глубина залегания угольного пласта колеблется от 34 до 60 м; мощность угольного пласта колеблется от 0,5 до 5,0 м. Строение угольного пласта сложное, местами пласт разбит прослойками глины по 2—3 и более пачек.

На значительной части месторождения в кровле и почве пласта залегают пески (80%) и глины (20%). Мощность надугольных глин колеблется от 0,5 до 30 м. Мощность песков, залегающих в кровле пласта, изменяется от 3 до 20 м. Зольность угля на сухую массу 34—50%. Низшая теплотворность угля 2800 ккал.

Геологические запасы угля — 12,9 млн. т, из них промышленные — 7,5 млн. т. На 1 января 1957 г. промышленные запасы, за исключением обводнен-

ной части и охранных целиков, составляют 3,1 млн. т.

Разведкой на Гостеевском месторождении выявлено 4 угольные пласта, из которых промышленное значение имеет только второй пласт. Угли второго основного пласта средnezольные с преобладающей зольностью до 40%. Мощность пласта колеблется от 1,23 до 3,15 м. Строение пласта простое, местами пласт разделен прослойками глины до 50 см. В кровле и почве преимущественно глины, пески имеют ограниченное распространение. Мощность глин в кровле от 0,3 до 5,7 м и в почве до 3—4 м. Пески залегают только в центральной и юго-восточной части.

Промышленные запасы $A_2 + B = 2,6$ млн. т; $C_1 = 2,5$ млн. т.

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Решение бесшахтной подземной газификации угля сводится к бесшахтной проходке каналов газификации. На угольный пласт с поверхности земли бурятся вертикальные скважины, отстоящие друг от друга на расстоянии 25—35 м и забои этих скважин соединяются каналом газификации по угольному пласту.

Бесшахтная подготовка каналов газификации осуществляется бурением вертикальных скважин и сбойкой скважин — соединением забоев скважин каналами газификации.

Бурение скважин. За период 1940—1956 гг. пробурено 2189 вертикальных скважин, что составляет 120 650 пог. м. Для бурения скважин применяются станки АБВ-400, БА-40 и КАМ-500, изготовляемые заводами Министерства нефтяной промышленности СССР. Опыт промышленной эксплуатации в условиях Ново-Басовского месторождения показал, что наиболее приемлем диаметр скважин в обсадке 200 мм. Для обсадки скважин применяются обсадные трубы, изготовляемые заводами Министерства черной металлургии СССР.

Таблица 1
Основные технико-экономические показатели по бурению вертикальных скважин в период промышленной эксплуатации

Годы	Проходка		Скорость бурения на станко-месяц	Выход керна, %	Себестоимость 1 пог. м, руб.—коп.
	количество скважин	пог. м			
1949	90	4352	—	—	415—53
1950	206	10232	—	78	—
1951	226	11502	—	81	300—00
1952	232	11458	—	87	273—44
1953	241	12153	336	88,5	245—19
1954	220	11684	467	97,0	184—99
1955	312	18776	516	97,6	159—30
1956	159	10190	373	96,8	184—40

На станции внедряется электрокароттаж буровых скважин, что даст возможность более правильно отображать геологическую характеристику надугольных пород. Для электрокароттажа применяется установка ПКС-750, смонтированная на автомашине ЗИС-150.

В 1956 г. осваивалось бурение наклонно-горизонтальных скважин по пласту угля с длиной канала газификации 40—50 пог. м и обсадкой породной части трубами 200 мм.

Бурением таких скважин имеется намерение заменить и бурение вертикальных скважин и создание канала газификации, то есть сбойку скважин.

В 1956 г. пробурено 15 наклонно-горизонтальных скважин и создан специальный опытный газогенератор.

СБОЙКА СКВАЖИН

В течение промышленного периода эксплуатации Подмосковной станции «Подземгаз» сбойка скважин, осуществлялась главным образом при помощи воздушного дутья с использованием газопроницаемости бурых углей (табл. 2).

Таблица 2
Основные показатели по воздушной сбойке

Годы	Каналы газификации, пог. м	Скорость сбойки, м/сек	Расход дутья на 1 пог. м канала газификации, тыс. м ³	Расход электроэнергии на 1 пог. м канала газификации, кат-ч
1947	965	0,74	27,5	—
1948	1325	0,72	37,6	—
1949	1504	0,81	35,5	—
1950	1745	0,68	37,2	5150
1951	2169	0,64	24,7	—
1952	3577	0,99	24,6	—
1953	4010	0,72	19,4	2390
1954	4241	0,69	14,2	1560
1955	5421,6	0,77	10,5	1655
1956	4222,7	0,52	11,45	1352

В течение всего промышленного периода изучалась и совершенствовалась воздушная сбойка скважин. Установлено, что наиболее успешно воздушная сбойка проходит по сильно пористым рыхлым углям. При проведении воздушной сбойки на газотводящую скважину термические условия в районе газотводящей скважины ухудшаются, вдвое снижается производительность газогенератора, так как при этом одна половина газогенератора должна находиться на воздушной сбойке, а другая — на газификации.

Для устранения этих недостатков станции была внедрена система воздушной сбойки на скважины, в которые подается дутье для газификации, то есть на дутьевые скважины. Это позволило:

- проводить сбойку по всему фронту газогенератора, за счет этого увеличить вдвое его производительность и создать сплошность огневого забоя;
- улучшить термические условия для сбойки;
- исключить вредное влияние сбросных газов;
- сократить расход дутья.

Так например, проектом 2-го расширения при сбойке скважин предусматривался расход 230 м³

воздуха высокого давления на 1000 м³ валового газа. Фактически в 1956 г. расход воздуха высокого давления на 1000 м³ валового газа составил 140,3 м³.

Наряду с этим следует отметить, что воздушная сбойка имеет ряд отрицательных моментов: малую скорость, неравномерность по времени, большой расход электроэнергии.

Со второй половины 1954 г. широкое применение получил более прогрессивный вид создания канала по углю — электросбойка. Всего в 1954 г. было сбито электросбойкой 37 скважин, или 16% от общего количества и в 1955 г. — 85 скважин, или 35% от всех сбоек (табл. 3).

Таблица 3
Основные показатели по электросбойке скважин

Годы	Количество скважин	Протяженность каналов, пог. м	Расход электроэнергии на 1 пог. м канала, кат-ч
1952	6	157	3730
1953	30	862	2170
1954	29	693	1830
1955	85	2081	668
1956	18	450	1710

Для электросбойки применялись передвижные электросбоекные агрегаты ЭС-2-320, выполненные по проекту ВНИИПодземгаза, представляющие однофазную трансформаторную подстанцию 6 кВ/3 + 0,45 кВ с 2 трехфазными трансформаторами ТМ-320 с регулированием напряжения от 3150 до 455 в при мощности от 200 до 470 кВА.

Все работы по электросбойке велись станцией совместно с ВНИИПодземгазом и Энергетическим институтом АН СССР.

СИСТЕМА ГАЗИФИКАЦИИ

На Подмосковной станции «Подземгаз» подземная газификация углей осуществляется по методу потока, в целом, без предварительного искусственного разрыхления, с бесшахтной подготовкой.

Система подземной газификации заключается в следующем:

а) подлежащий газификации пласт угля горизонтального залегания разбивается на квадратные поля по сетке 25×25 м;

б) выгзовывание горизонтального пласта угля осуществляется отступающим огневым забоем от первоначально созданного огневого забоя до границ поля; при сбойке скважин обеспечивается отжатие воды по пласту и увеличивается его газопроницаемость;

в) осуществляется групповая направленная сбойка скважин и групповая работа скважин по всему фронту подземного газогенератора, что снижает потери дутья и газа, создают сплошность огневого забоя, способствуют интенсификации процесса;

г) создается нарастающий резерв газотводящих скважин;

д) создается простая схема поверхностных коммуникаций, которая многократно используется.

Управляемость процессом газификации осуществляется рациональным направлением потоков дутья и газа. Вследствие того, что в работе одновременно находится много каналов газификации между различными скважинами и, как известно, процесс газификации между двумя скважинами протекает неравномерно, для поддержания средних показателей по мере отработки старых каналов подготавливается и осуществляется ввод новых каналов газификации.

Кроме того, в самом принципе подземной газификации заложен еще один элемент управляемости процессом — естественное обрушение покрывающих пород.

Процесс подземной газификации углей ведется исключительно на воздушном дутье.

За весь период работы станции с 1940 г. по 31 декабря 1956 г. выработано 2 629 804 тыс. m^3 валового энергетического газа с низшей теплотворностью 802 $ккал/нм^3$, а за период промышленной эксплуатации, то есть с 1 января 1947 г. по 31 декабря 1956 г. — 2 475 052 тыс. m^3 валового энергетического газа с низшей теплотворностью 803 $ккал/нм^3$.

В I кв. 1955 г. станция достигла проектной мощности и устойчиво вырабатывает 1,2 млн. $нм^3$ газа в сутки.

Впервые в мировой технике на базе газа ПГУ освоено получение серы, фотогипосульфита и технического гипосульфита, производство которых не является обязательным при ПГУ, но позволяет полнее использовать энергию угля и дать дополнительную продукцию.

Выработка газа по годам представлена в табл. 4.

Таблица 4

Годы	Количество валового газа, тыс. км³	Состав газа в объемных %								Теплотовор- ность, ккал/м³
		H₂	CO₂	C _m H _n	O₂	CO	H₂	CH₄	N₂	
Опытный период										
1940— 1946	154 752	2,1	18,8	0,2	0,2	5,4	16,7	1,0	54,7	822
Промышленный период										
1947	50 027	2,0	18,2	0,2	0,2	4,0	16,0	1,0	58,6	754
1948	122 292	2,0	17,4	0,2	0,2	5,0	15,6	1,0	58,6	790
1949	170 074	1,8	17,8	0,2	0,2	6,2	16,4	1,0	56,4	835
1950	207 228	2,1	18,2	0,2	0,2	5,5	16,8	1,4	55,6	876
1951	219 654	1,5	18,3	0,2	0,2	4,6	16,8	1,6	56,8	830
1952	236 840	1,3	17,8	0,2	0,4	5,3	14,2	1,5	59,1	770
1953	290 334	1,2	17,6	0,2	0,5	6,0	15,2	1,5	57,8	810
1954	355 000	1,0	17,6	0,2	0,6	6,2	14,9	1,5	58,0	785
1955	412 017	1,1	17,6	0,2	0,0	6,5	14,5	1,6	57,8	800
1956	401 760	1,03	19,5	0,2	0,2	7,1	14,1	1,5	55,97	796
Итого	2 629 804	—	—	—	—	—	Средняя			802

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПГУ

Теплотворная способность газа

Опыт промышленной эксплуатации показывает, что при нормальных горногеологических условиях, удовлетворительном качестве угля (зола до 35%), соблюдении правильной системы работ, можно обеспечить длительно и устойчиво теплотворную способ-

ность газа на уровне 900 $ккал/нм^3$. В отдельные периоды работы Подмосковная станция, имея нормальные горногеологические условия, на протяжении длительного времени устойчиво вырабатывала газ ПГУ с теплотворной способностью 900 $ккал/нм^3$. Так например, средняя теплотворность газа ПГУ за 1949 г. составила 863 $ккал/нм^3$, за 1950 г. — 886 $ккал/нм^3$, за 1951 г. — 886 $ккал/нм^3$. На высоком уровне теплотворная способность газа ПГУ была и в I кв. 1956 г.

Средняя теплотворность газа ПГУ за 16-летний период работы станции составила 802 $ккал/нм^3$ с колебаниями на 30—50 $ккал/нм^3$; колебания эти были, главным образом, только за счет изменения содержания в газе сероводорода, а также в связи с перебазируванием газогенераторов в 1950 г. на северную часть месторождения с более сложными горногеологическими условиями, вызванными проникновением газа в шахту № 1 треста Скуратовуголь.

Таким образом, если исключить причины организационного порядка, то можно смело сделать вывод, что опыт промышленной эксплуатации подтверждает проектные данные о возможности вырабатывать газ ПГУ с теплотворностью 900 $ккал/нм^3$, при соблюдении следующих условий:

1. Вмещающими угольный пласт породами должны быть глины мощностью не менее 1 м. Пласт угля должен быть простого строения. Зольность угля на сухую массу должна быть не более 35%.

2. Обсадная колонна скважины должна обсаживаться в угольный пласт так, чтобы вскрытая часть пласта была не более 30%.

3. При сбойке скважин должны быть созданы условия для формирования канала газификации по пласту угля.

4. В одну скважину должно подаваться до 3000 $нм^3$ дутья в час. Газоотвод должен производиться не далее 25 м от дутьевой скважины.

5. Для обеспечения выработки 1,2 млн. $нм^3$ газа в сутки необходимо в работе иметь не менее 4 газогенераторов с количеством скважин на каждом газогенераторе не менее 8 шт. Процесс газификации должен вестись сплошным забоем с поддержанием статического давления в генераторе на уровне 400—500 мм рт. ст.

С целью дальнейшего повышения теплотворной способности газа ПГУ необходимо продолжать освоение электросбойки скважин на газоотводящие скважины и организацию процесса на длинных каналах газификации, подготовленных бурением.

Потери угля в недрах

При принятой в настоящее время системе работ общие потери угля в недрах составляют около 30%.

Опыт работы Подмосковной станции «Подземгаз» показывает, что потери угля в недрах зависят от горногеологических условий, качества угля, принятой системы огневых работ, сетки скважин и глубины обсадки колонны.

В разное время было испытано влияние сетки скважин на потери угля. Установлено, что наименьшие потери угля (21%) дает сетка скважин 25×25 м (табл. 5).

Таблица 5
Потери угля в зависимости от сетки скважин

Сетка скважин	Потери угля, %
25 × 40 м	52
25 × 35 "	46
25 × 30 "	37
25 × 25 "	21

До настоящего времени квадратная сетка (25×25) применялась только потому, что были опасения потери направленности сбойки при уменьшении расстояния между скважинами в ряду.

Значительного сокращения потерь угля можно ожидать только при освоении процесса ПГУ на длинных каналах газификации 50—70 м с расстоянием между скважинами в ряду 20—25 м.

Опыты в этом направлении в настоящее время ведутся на Подмосковной станции на газогенераторе № 12, подготовленном бурением наклонно-горизонтальных скважин. Предварительные результаты работы на газогенераторе № 12 — почти 100% выгзовывания угля.

Анализ материалов промышленной эксплуатации Подмосковной станции показывает, что обсадную колонну необходимо заглублять по возможности ближе к почве пласта с тем, чтобы перекрыть все верхние пачки угольного пласта как наиболее рыхлые и газопроницаемые. Это позволит создать канал газификации в пласте угля ближе к почве пласта и сократить потери угля при его газификации.

Данные о работе подземных газогенераторов показывают, что на потери угля в недрах влияет и зольность угля: при зольности угля до 40% потери угля в недрах составляют 16% и при зольности до 45% — 32,4%.

Потери дутья и газа

Потери дутья и газа складываются из: 1) потерь по угольному пласту и вмещающим породам; 2) потерь в надугольные породы через обрушения; 3) потерь через упинский известняк; 4) потерь в трубопроводах; 5) потерь некондиционного газа.

Потери дутья и газа зависят от горногеологических и аэродинамических условий, а также от состояния технологического процесса.

При нормальном технологическом процессе потери дутья и газа значительно снижаются, так как при этом резко сокращается количество некондиционного газа.

Известно, что при воздушной сбойке около 50% воздушного дутья теряется.

Дальнейшее освоение электросбойки, а также освоение процесса ПГУ на длинных каналах газификации, подготовленных бурением наклонно-горизонтальных скважин, позволит резко сократить потери дутья и газа.

ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА ПГУ

Газ подземной газификации углей, вырабатываемый Подмосковной станцией «Подземгаз», используется в котельных установках промышленных предприятий и учреждений г. Тулы как энергетическое топливо.

Потребителями газа ПГУ являются:

- 1) Завод резино-технических изделий.
- 2) Станкостроительный завод.
- 3) Оружейный завод.
- 4) Кирпичный завод № 1.
- 5) Ликеро-водочный завод.
- 6) Механический институт.
- 7) Горный институт.
- 8) Горный техникум.
- 9) Оружейно-техническое училище.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Производительность труда

Производительность труда одного рабочего на Подмосковной станции «Подземгаз» составляет около 30 т/мес. в пересчете на подмосковский уголь.

На шахте № 15 треста Калининуголь комбината Тулауголь по размерам производства аналогичной Подмосковной станции «Подземгаз» производительность труда одного рабочего составила в 1954 г. 33,4 т.

При увеличении выработки газа на Подмосковной станции до 3 млн. нм³ в сутки производительность труда одного рабочего может быть увеличена до 100 т/мес.

Себестоимость газа

Согласно проекту 2-го расширения стоимость 1000 калорий газа франко-потребитель должна составлять 3,9 коп. в первом квартале 1956 г. Подмосковная станция достигла стоимости 5 коп. франко-потребитель и 4 коп. франко-станции.

По данным Щекинского газового завода за 1956 г. стоимость 1000 кал составила 5,25 коп. при средней стоимости 1 т угля (при его калорийности 2300 ккал) по комбинату Тулауголь 1000 кал 2,7 коп.

Такое сравнение, правда, имеет определенные погрешности, поскольку для сравнения мы берем средние данные по комбинату Тулауголь, который имеет и мелкие и крупные механизированные шахты. Подмосковная станция «Подземгаз» по существу является небольшим предприятием, добывающим в сутки около 600—700 т угля (табл. 6).

Таблица 6

Структура затрат на производство и транспорт 1000 нм³ газа (1954—1956 гг.)

Наименование затрат	1954 г.		1955 г.		1956 г.	
	руб.— коп.	%	руб.— коп.	%	руб.— коп.	%
Подготовка угля к газификации:						
а) бурение . . .	6—48	13,7	5—80	15,6	6—09	15,4
б) сбойка . . .	5—76	12,1	4—56	12,3	5—66	14,5
Газификация угля	15—83	33,1	12—04	32,4	12—06	30,8
Транспортировка газа	9—73	20,5	8—43	22,6	9—13	23,4
Вспомогател. цехи	3—23	7,2	1—86	5,00	1—50	3,8
Общезавод.расходы	6—38	13,4	4—80	12,1	4—72	12,1
Итого . .	47—41	100,0	37—19	100,0	39—16	100,0

Увеличение стоимости 1000 м^3 газа в 1956 г. объясняется тем, что во II полугодии 1956 г. Подмосковная станция «Подземгаз» вела процесс ПГУ на участках с весьма сложными горногеологическими условиями при наличии песка в кровле и почве пласта, что привело к снижению качества газа и увеличению затрат как на бурение, так и на газификацию угля.

В первом полугодии 1956 г., когда процесс ПГУ проходил в нормальных горногеологических условиях, себестоимость 1000 м^3 газа была доведена до 32 руб. при высокой его теплотворности (850—880 ккал/м^3).

Опыт промышленной эксплуатации в первой половине 1956 г. показал, что при нормальных горногеологических условиях выработка газа ПГУ может быть рентабельная при освоении выработки фотогипосульфита и технического гипосульфита. Выработка серы, долгое время дававшая убытки, стала также рентабельным производством.

Опыт промышленной эксплуатации Подмосковной станции «Подземгаз» показывает, что для дальнейшего значительного улучшения технико-экономических показателей ПГУ необходимо коренным образом изменить систему бесшахтной подготовки подземных газогенераторов и их конструктивное оформление, для чего:

1) станции «Подземгаз» должны получить новейшие буровые агрегаты, позволяющие значительно увеличить скорость бурения скважин, сократить ко-

личество рабочих и снизить стоимость буровых скважин;

2) промышленность должна поставлять тонкостенные обсадные трубы (6 мм) для скважин, что также снизит стоимость буровых работ;

3) ВНИИПодземгаз и соответствующие институты АН СССР должны разработать эффективные средства борьбы с поглощением раствора при бурении скважин с учетом специфических особенностей ПГУ;

4) Гипроподземгаз должен обратить особое внимание на конструктивную разработку поверхностных коммуникаций газогенераторов, имея в виду применение для этого тонкостенных труб, специальных аппаратов для улавливания песка, отвода конденсационных вод, специальной запорной арматуры, а также стандартность отдельных узлов коммуникаций, наличие передвижных опор;

5) Гипроподземгазу, Гипроуглеавтоматизации и институтам АН СССР следует быстрее решить вопросы автоматизации всех процессов ПГУ;

6) впредь до освоения ПГУ на длинных каналах газификации, подготовленных бурением, необходимо для воздушной сбойки и последующей выработки газа применять один агрегат — турбокомпрессор на 3—4 ати . Это позволит на 30—40% сократить объем поверхностных коммуникаций;

7) ВНИИПодземгаз должен быстрее решить вопрос о разработке и внедрении новых технологических схем, извлечении и повторном использовании обсадных труб.

Итоги работы Лисичанской станции „Подземгаз“ за период 1954—1956 гг.

О. В. КРУГЛОВ

Лисичанская станция «Подземгаз»

В ТЕЧЕНИЕ двух последних лет находились в работе газогенераторы № 14 и № 15 на пласте l_5 и № 24 на пласте l_4 . Работа по эксплуатации генератора № 14 окончена в 1955 г., а генераторы № 15 и № 24 эксплуатируются и сейчас.

За этот период на станции совершенствовались технологические приемы эксплуатации маломощных пластов каменного угля, велись работы по улучшению конструкций подземных газогенераторов и продолжались изыскания способов бесшахтной подготовки.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА И КОНСТРУКЦИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Угольный пласт l_5 является одним из пластов свиты S_6^2 . Мощность пласта на участке газогенераторов № 14 и № 15 в среднем 0,84 м.

В кровле пласта залегает песчаник мощностью до 10 м, который прослеживается в нижней части газогенератора № 14 и почти по всей площади газогене-

ратора № 15. Только в верхней части северо-западного крыла газогенератора № 15 песчаник не является непосредственной кровлей, а над пластом залегает ложная кровля, представленная глинистым сланцем мощностью до 0,8 м. Почва пласта — песчано-глинистый сланец.

Мощность пласта l_4 на участке газогенератора № 24 0,98 м. Кровля пласта — глинистый сланец; почва — песчано-глинистый сланец мощностью 3,5 м. Обводнение пластов происходит за счет песчаников и известняков.

Газогенератор № 14 подготовлен комбинированным способом. Каждая полупанель оформлена штреком и двумя наклонными выработками, на которые пробурено по 2 вертикальные скважины.

Между наклонными выработками пробурено 8 наклонных скважин. На штрек пробурено 5 вертикальных скважин. Каждая полупанель имеет самостоятельный гидрозатвор для отвода воды.

Промышленные запасы угля, подготовленного к

газификации, с учетом целика составляли 52,7 тыс. т. Схема газогенератора показана на рис. 1.

Газогенератор № 15 подготовлен также комбинированным способом и оформлен штреком, на который по пласту пробурено 11 наклонных скважин. Глубина кондукторов этих наклонных скважин достигает 180 м. На штрек пробурено также 6 вертикальных скважин.

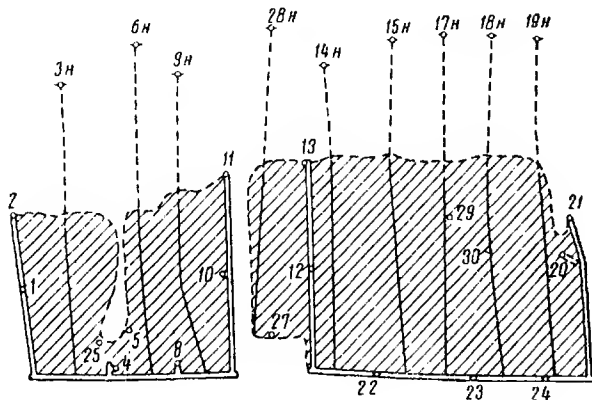


Рис. 1. Конструкция подземного газогенератора № 14, план в плоскости пласта (заштриховано газовое пространство)

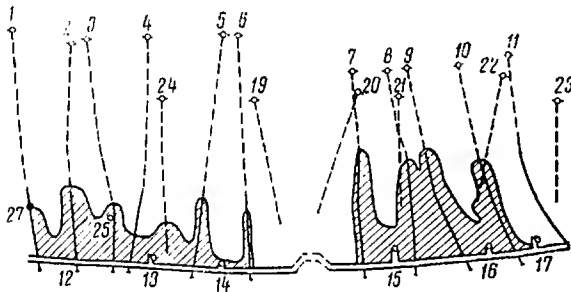


Рис. 2. Конструкция подземного газогенератора № 15, план в плоскости пласта

Общие запасы угля, подготовленного к газификации, составляют 59,8 тыс. т. Конструкция газогенератора № 15 показана на рис. 2.

Газогенератор № 24 подготовлен с использованием концентрационного штрека пласта 14. Из штрека пройдено 8 наклонных выработок длиной до 65 м каждая, на которые пробурены вертикальные скважины. На штрек пробурено 3 наклонные скважины. Схема подготовки газогенератора № 24 показана на рис. 3.

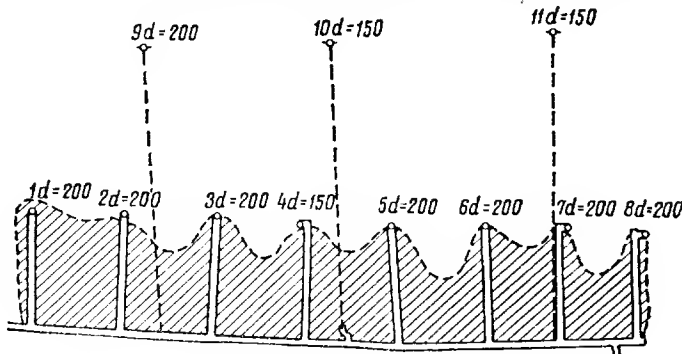


Рис. 3. Конструкция подземного газогенератора № 24, план в плоскости пласта

На штрек пробурено 3 наклонные скважины. Схема подготовки газогенератора № 24 показана на рис. 3.

2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Эксплуатация газогенератора № 14

Холодные испытания газогенератора № 14 показали достаточную его герметичность: в период испытаний давление было поднято до 1 атм.

Розжиг северо-западной полупанели был произведен в августе 1954 г. через вертикальную скважину № 10 с последующим, по мере продвижения очага горения по штреку, розжигом наклонных скважин № 3н, 6н и 9н. Розжиг наклонных скважин производился в 30—35 м от забоя.

Выгазовывание северо-западной полупанели газогенератора № 14 намечалось в порядке опыта провести по схеме подачи дутья в вертикальные скважины, пробуренные на штрек с отводом газа через наклонные скважины. Фактически же эксплуатация была проведена по схеме подачи дутья в наклонные скважины (рис. 4).

В скважины № 3н, 6н и 9н дутье подавалось до момента устойчивого снижения calorificity газа ниже 700 ккал/м^3 . Подача дутья в скважину № 9н была прекращена, в связи с появившимися признаками начинающейся сбойки на соседнюю выработку. Наклонная скважина № 6н также была отключена для предотвращения возможной сбойки с соседними скважинами (№ 3н и 9н).

На этой полупанели только после выгазовывания 76% запасов угля и образования широких каналов по оси наклонных скважин было проведено выгазовывание остатков угля с подачей дутья в вертикальные скважины № 4 и 8 (март 1955 г.) с отводом газа через наклонные скважины.

Несмотря на значительный размер выгазованного пространства, удалось получить по наклонной скважине № 9н удовлетворительные показатели процесса газификации. Дутье подавалось в скважину № 8 в количестве $2500\text{--}4000 \text{ м}^3/\text{час}$ с концентрацией кислорода 35%, и был получен газ с теплотворностью 813 ккал/м^3 , выгазовано 968 т угля дополнительно.

Сравнивая наиболее удачную эксплуатацию наклонной скважины № 3н с работой лучших наклонных скважин газогенераторов № 13, 10 и 7 следует отметить, что наклонная скважина № 3н дала значительно лучшие показатели процесса газификации. Получение удовлетворительных технологических показателей по наклонной скважине № 3н объясняется тем, что скважина все время работала напряженно, расход обогащенного дутья составлял $3000\text{--}4500 \text{ м}^3/\text{час}$. На участке имелись благоприятные для газификации гидрогеологические условия.

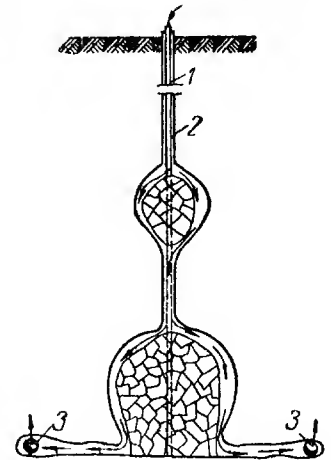


Рис. 4. Схема выгазовывания участка через наклонную скважину при подаче в нее дутья (после подъема подвижной эксплуатационной колонны):

1 — наклонная скважина; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — вертикальные газоотводящие скважины

Эксплуатация скважины № 3н еще раз показывает, что в тех случаях, когда нет опасности сбойки соседних наклонных скважин под кондукторами, можно с успехом применять выгазовывание угольного поля при подаче в них дутья.

Основные данные по работе скважин:

	№ 3н	№ 6н	№ 9н
Выгазовано угля, т	7076,9	2966,4	2666,3
Выгазовано угля с 1 м скважины, т	65,5	24,6	20,0
Средняя теплотворность газа, ккал/нм ³	965	782	813
Средняя концентрация кислорода в дутье, %	36,1	29,1	33,5
Средний химический к. п. д.	58,9	54,2	59,2
Выход газа на 1 нм ³ дутья, нм ³	1,13	1,06	1,01
Выход газа из 1 кг угля, нм ³	2,5	2,8	2,78

Скважины юго-восточной полупанели разжигались последовательно одна за другой. Розжиг этих скважин произведен также на расстоянии 30—35 м от забоя.

Подача дутья в скважины № 14н, 15н, 17н, 18н и 19н производилась только с целью проработки каналов для дальнейшего испытания процесса с подачей дутья в вертикальные скважины и отводом газа через наклонные.

В период проработки каналов скважин № 14н, 15н, 17н, 18н и 19н продвижение очагов горения фиксировалось подвижными трубами Ø 2". Фиксация очага горения с помощью подвижной колонны оказалась неэффективной, так как трубы сгорали за счет обратных потоков дутья в верхние газопроницаемые слои угольного пласта, особенно при повышенном давлении. Сгорание колонны труб наблюдалось не только при подаче обогащенного дутья, но и при работе на воздухе (скважины № 18н, 15н).

Сравнивая работу газогенератора № 14 при подаче дутья в вертикальные скважины с небольшим опытом работы вертикальных скважин газогенератора № 13, необходимо отметить, что на газогенераторе № 14 получены значительно лучшие показатели процесса, так как предварительной газификацией угля через наклонные скважины были выгазованы полосы угля шириной в 6—7 м, что и обеспечило устойчивое протекание процесса газификации с получением газа теплотворностью 900—1000 ккал/нм³.

Основные технологические показатели работы вертикальных скважин, пробуренных на штрэк юго-восточной полупанели газогенератора № 14:

	№ 22	№ 23
Продолжительность работы, час	3164	3884
Подано дутья, тыс. нм ³	20182,6	20803,3
Средняя концентрация кислорода в дутье, %	39,9	42,2
Получено газа, тыс. нм ³	22765,5	20500
Средняя теплотворность газа, ккал/нм ³	934	858
Выгазовано угля, т	9632,7	9601,6
Средний химический к. п. д.	53,3	44,3

Опыт эксплуатации газогенератора № 14 при подаче дутья в вертикальные скважины и отводе газа через наклонные показал возможность удовлетворительной организации процесса. Следует отметить устойчивость процесса, возможность длительного

выдерживания режимов на заданных расходах дутья.

Несмотря на значительные потери герметичности газогенератора № 14 (прорыв газа на дневную поверхность в районе скважины и на склоне балки у скважины № 19н) за период его эксплуатации удалось достичь высокой степени выгазовывания угля в 99% (с учетом запасов целика) и с получением следующих технологических показателей:

Подано дутья, тыс. нм ³	127 947,8
Средняя концентрация кислорода в дутье, %	34,6
Выгазовано угля, т	51 216,2
Средний химический к. п. д., %	49,4
Получено газа, тыс. нм ³	129 935,2
Средняя низшая теплотворность общего газа, ккал/нм ³	822
Средний состав газа, % :	
H ₂ S CO ₂ C _m H _n O ₂ CO H ₂ CH ₄ N ₂	
1,36 26,6 0,19 0,3 6,0 12,6 2,48	50,87
Выход газа из 1 кг угля, нм ³	2,51
Выход газа на 1 нм ³ дутья, нм ³	1,02
Утечки газа, %	22,0

Эксплуатация газогенератора № 15

Перед розжигом газогенератор № 15 был испытан на давление 2,3 атм. Розжиг скважин осуществлялся поочередно на расстоянии 5—10 м от штрэка. Розжиг встретил серьезные затруднения. Из 11 наклонных скважин в пяти не удалось создать очагов горения в течение 3 месяцев эксплуатации.

В отличие от аналогичной организации процесса при подаче дутья в вертикальные скважины и отводе газа через наклонные скважины по газогенератору № 14, перевести газогенератор № 15 на такую схему работы не удалось.

Основной причиной неудовлетворительного протекания процесса газификации является наличие значительных притоков воды и более устойчивой кровли пласта, чем на газогенераторе № 14.

Источником притоков воды в газогенератор является мощный слой песчаника и залегающий выше известняк. Балансовые исследования по влаге наглядно подтверждают влияние приточных вод на течение газогенераторного процесса. Так, в марте в генераторе испарялось по 20 м³ воды в час, что составляет 1300 г воды на 1 м³ газа. На это затрачивалось 830 ккал. Теплотворная способность газа в этот период едва достигала 730 ккал/нм³.

Какими-либо эффективными методами по снижению обводненности газогенераторов станция не располагает, поэтому улучшить работу генератора в 1956 г. не удалось.

Основные технологические показатели работы газогенератора № 15 за период с 5/X 1955 г. по 1/XI 1956 г.:

Подано дутья, тыс. нм ³	70 964,4
Концентрация кислорода в дутье, %	35,3
Получено газа, тыс. нм ³	72 575,4
Средняя низшая теплотворность газа, ккал/нм ³	655
Средний состав газа % :	
H ₂ S CO ₂ C _m H _n O ₂ CO H ₂ CN ₄ N ₂	
0,63 27,6 0,17 0,42 4,84 10,1 2,19	54,05
Выгазовано угля, т	24 356,4
Средний химический к. п. д., %	39,7
Выход газа из 1 кг угля, нм ³	2,96
Выход газа на 1 нм ³ дутья, нм ³	0,97
Влажность газа, г/нм ³	1020

Эксплуатация газогенератора № 24

В связи с создавшимися затруднениями в эксплуатации газогенератора № 15, станцией форсировались работы по вводу в эксплуатацию газогенератора № 24 на пласте *l*₄, который перед розжигом был испытан на давление до 1 *ати*. Для розжига газогенератор был продут обогащенным до 60% кислорода дутьем.

Навстречу слабому потоку дутья через скважины № 9н, 10н и 11н заброшены на розжиговые костры раскаленные дровянные шары. В каждую из разожженных скважин через 20—30 мин. после розжига было подано по 500 $\text{нм}^3/\text{час}$ обогащенного до 60% кислорода дутья с постепенным наращиванием количества по мере усиления очага горения.

В отличие от порядка работ по розжигу и вводу в эксплуатацию, принятых на газогенераторах № 14 и 15, на газогенераторе № 24 были исключены работы по протягиванию очага газификации по штреку, то есть работы по формированию огневого забоя. Перевод генератора из стадии розжига в эксплуатацию был проведен в течение двух дней путем постепенного увеличения количества дутья, подаваемого в полевые скважины № 9н, 10н и 11н.

За весь период работы схема подачи дутья и отвода газа не изменялась, то есть дутье подается в скважины № 9н, 10н и 11н, а газ отводится по всем восьми гезенкам.

Основные технологические показатели работы газогенератора № 24 с 15/VII 1956 г. по 1/XI 1956 г.:

Подано дутья, тыс. нм^3	33 677,2
Средняя концентрация кислорода в дутье, %	44,8
Получено газа, тыс. нм^3	40 537,1
Средняя теплотворность газа, $\text{ккал}/\text{нм}^3$	987
Состав газа:	
H_2S CO_2 C_mH_n O_2 CO H_2 CH_4 N_2	
2,09 32,2 0,19 0,37 7,62 15,8 2,38 38,53	
Выгазовано угля, т	17 305,8
Средний химический к. п. д., %	47,3
Выход газа на 1 кг угля, нм^3	2,34
Выход газа на 1 нм^3 дутья, нм^3	1,2
Влажность газа, $\text{г}/\text{нм}^3$	600,0

Таким образом, на газогенераторе № 24 наиболее последовательно была испытана схема работы с подачей дутья из выгазованного пространства.

Следует отметить, что на газогенераторе № 24 имелись благоприятные факторы геологические — несколько большая мощность пласта, чем на газогенераторах № 14 и 15 и залегание в кровле пласта глинистого сланца и конструктивные — достаточное количество газоотводящих скважин и оформление генератора надежными выработками, пройденными по пласту.

Эксплуатация отдельной горизонтальной скважины

Следует кратко остановиться на первом опыте эксплуатации одной горизонтально-сблочной скважины.

Опытная скважина № 168 была пробурена в целике угля между границей старых работ и газогенератором № 10. Скважина пройдена по угольному пласту до выработанного пространства газогенератора в районе скважины № 222. Длина горизонтального угольного участка составляла 67,9 м

Проверка на прием дутья показала, что скважина принимает до 3000 $\text{нм}^3/\text{час}$ дутья при давлении 0,6 *ати*. Скважина хорошо сообщалась с вертикальной скважиной № 222.

В апреле удалось удачно разжечь скважину дровянными шарами в атмосфере 90% кислорода. Скважина работала в течение двух месяцев с получением следующих технологических показателей:

Подано дутья, тыс. нм^3	4574,5
Средняя концентрация кислорода в дутье, %	46,4
Получено газа, тыс. нм^3	4602,0
Средняя теплотворность газа, $\text{ккал}/\text{нм}^3$	1183
Средний состав газа	
H_2S CO_2 C_mH_n O_2 CO H_2 CH_4 N_2	
0,76 27,4 0,2 0,25 10,31 22,5 2,54 36,13	
Средний химический к. п. д., %	59,6

Хорошие эксплуатационные данные по скважине достигнуты благодаря тому, что участок, на котором располагалась скважина, был обезвожен выработкой газогенератора № 10, эксплуатация ее проводилась розжигом под башмаком кондуктора с подачей дутья непосредственно на очаг и при наличии впереди достаточно длинной скважины, пройденной по углю, в которой проходили восстановительные реакции. Успеху способствовал также форсированный режим отработки участка.

Полученные результаты позволяют ускорить дальнейшие опытные работы по созданию горизонтальных каналов бурением и подумать об их эксплуатации.

Некоторые основные вопросы эксплуатации подземных газогенераторов

За истекший период коллектив станции провел много работ по подготовке и отработке подземных газогенераторов в различных геологических условиях. Накоплен новый опыт, более глубоко изучены вопросы эксплуатации и управления процессом подземной газификации. Остановимся только на некоторых основных вопросах эксплуатации подземных газогенераторов, разработка которых проводилась в течение этих лет.

Работа с подачей дутья из выгазованного пространства. Работами, проведенными на опытных и промышленных станциях «Подземгаз» и на моделях, а также теоретическими исследованиями процесс газообразования в подземном газогенераторе изучен достаточно подробно.

Основными вопросами техники подземной газификации углей является выбор таких конструкций подземных газогенераторов, отработка таких технологических приемов их эксплуатации, при которых расположение окислительной, восстановительной и других зон было бы наиболее благоприятным для протекания процесса газообразования.

Конструкция генератора должна вытекать из хода технологического процесса газообразования, должна учитывать химический состав топлива, поведение угля при нагревании, геологическое строение пласта, его мощность, угол падения и т. д., а также геологическое строение и поведение при газификации почвы и кровли пласта.

На основании работы перечисленных выше генераторов можно дать достаточно полную оценку тех-

нологическому приему работы с подачей дутья из выгазованного пространства.

Многолетний опыт эксплуатации подземных газогенераторов доказывает, что выгазованное пространство не является герметичным. При ведении процесса подземной газификации по ранее принятой схеме подачи дутья в сторону выгазованного пространства (рис. 5), часть этого дутья растека-

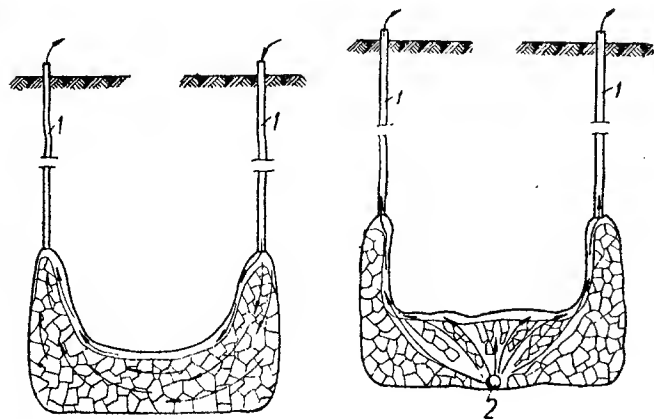


Рис. 5. Схема отработки участка с подачей дутья в сторону выгазованного пространства;

1 — наклонные скважины по угольному пласту

Рис. 6. Схема отработки участка с подачей дутья со стороны выгазованного пространства;

1 — наклонные газоотводящие скважины; 2 — вертикальная дутьевая скважина

лась и участвовала в процессе газификации путем дожигания генераторного газа возле газоотводящих скважин. Это приводило к снижению теплотворности газа, к повышению его температуры на газоотводе. Вскрытие отработанных газогенераторов и работы по бурению скважин на выгазованное пространство показали, что:

а) выгазованное пространство представляет собой область с хорошо обожженными породами почвы и кровли;

б) шлаки, заполняющие выгазованное пространство, в основном сильно пористы с хорошо выраженной трещиноватостью;

в) пространство пересекается устойчивыми каналами и пустотами, зачастую достаточно больших размеров;

г) на пластах лисичанского участка, имеющих малую мощность, обрушений кровли на больших площадках не происходит, а устойчивость пород обеспечивается отдельными монолитными натеками шлаков;

д) шлаки и обожженные породы устойчивы против размокания и достаточно прочны, а каналы и пустоты, в связи с этим, могут сохраняться продолжительное время.

Эти обстоятельства позволили, как говорилось выше, организовать процесс подземной газификации с подачей дутья из выгазованного пространства (рис. 6).

Такая работа впервые была испытана на газогенераторе № 13, а затем на газогенераторах № 14, 15 и наиболее последовательно на газогенераторе № 24.

При такой схеме выгазованное пространство играет роль коллектора, из которого по многочислен-

ным каналам и трещинам дутье поступает на горящий уголь. Дутьегозовые потоки дальше попадают в наклонные скважины или другие наклонные выработки, пройденные по пласту. В этом случае зоны восстановительных реакций, полукоксования и подсушки угля расположены в узком угольном канале; всякие обводные пути отсутствуют, и процесс газобразования протекает в наиболее благоприятных условиях.

Такой технологический прием работы имеет следующие преимущества по сравнению с подачей дутья в сторону выгазованного пространства:

а) дутье, поступающее к огневому забою, подогревается за счет аккумулялированного породами тепла;

б) аэродинамика дутьегозовых потоков наиболее благоприятна, так как отсутствуют обводные потоки, а высокие температуры газа в верхних частях потока улучшают его контактирование с угольной поверхностью;

в) зона восстановительных реакций располагается в узком канале;

г) газоотвод через несколько наклонных скважин упрощает управление газодутьевыми потоками в генераторе;

д) наибольшее давление в генераторе имеет место в нижней его части, благодаря чему опасность больших потерь дутья в верхних частях генератора или нарушение его герметичности значительно уменьшается;

е) отпадает необходимость закладки выгазованного пространства.

Основным недостатком описанного порядка подачи дутья является то, что на своем пути дутьевой и газовый потоки захватывают поступающую из породы воду, а достаточно надежных методов обезвреживания генераторов еще не разработано.

Интенсивность процесса газификации. Интенсивность процесса в подземном газогенераторе может быть обеспечена наличием достаточного сечения дутьевых скважин, постоянной проходимостью газодутьевого канала газификации и наличием надежного газоотвода. Необходимая интенсивность, таким образом, целиком зависит от конструкции подземных газогенераторов.

Во всех случаях, когда удавалось достигнуть высокой интенсивности ведения процесса подземной газификации, были получены более высокие технологические показатели.

В табл. 1 приводятся сравнительные данные по газогенераторам № 14, 15, 24 и скважине № 168.

Таблица 1

Газогенератор	Средняя интенсивность на 1 м ² условной поверхности, кг/час. м ²	Средняя теплотворность газа за весь период работы, ккал. м ³
№ 14	1,36	822
№ 15	1,3	655
№ 24	5,02	987
(до 1/XI—56 г.)		
Скважина № 168	40,7	1183

Кроме этих средних показателей, можно привести более подробные данные по газогенераторам.

Так, на газогенераторе № 14 в отдельные периоды работы интенсивность процесса газификации достигала $6 \text{ кг/час} \cdot \text{м}^2$ и теплотворность газа при этом была не менее 970 ккал/нм^3 .

На газогенераторе № 15 достигалась интенсивность $3,0 \text{ кг/час} \cdot \text{м}^2$ при теплотворности газа в 880 ккал/нм^3 . Во всех случаях, когда интенсивность падала ниже $1 \text{ кг/час} \cdot \text{м}^2$ теплотворность газа снижалась ниже $600\text{—}400 \text{ ккал/нм}^3$.

На газогенераторе № 24 достигалась интенсивность порядка $22 \text{ кг/час} \cdot \text{м}^2$; при этом теплотворность газа, как правило, была выше 1000 ккал/нм^3 .

Наибольшая интенсивность $45 \text{ кг/час} \cdot \text{м}^2$ была достигнута на скважине № 168 при теплотворности газа $1200\text{—}1300 \text{ ккал/нм}^3$.

В стремлении увеличить интенсивность процесса совершенно естественно увеличение концентрации кислорода в дутье.

Основные преимущества более интенсивного ведения процесса подземной газификации следующие:

а) процесс газификации протекает при более высоких температурах;

б) продвижение линии огневого забоя идет быстрее, вследствие чего удельные потери тепла во вмещающие породы уменьшаются;

в) кровля и почва пласта лучше обжигаются, а выгазованное пространство лучше заполняется золой и шлаками;

г) уменьшается поступление воды из вмещающих пласт пород;

д) химический к.п.д. подземного газогенератора увеличивается.

Влияние обводненности на процесс подземной газификации. В табл. 2 приведены тепловые балансы

Таблица 2

Компоненты теплового баланса	Газогенераторы		
	№ 14 с 5/VIII 1954 г. по 1/I 1956 г.	№ 15 с 5/X 1955 г. по 1/IX 1956 г.	№ 24 с 15/VII по 1/IX 1956 г.
Расход тепла			
Тепло горения сухого общего газа, %	40,75	38,60	46,80
Тепло горения сухого газа утечек, %	10,65	5,40	6,52
Теплосодержание сухого общего газа, %	2,20	3,54	2,80
Теплосодержание сухого газа утечек, %	0,58	—	—
Теплосодержание влаги общего газа с водой охлаждения, %	21,60	39,28	30,80
Теплосодержание влаги газа утечек и сухого газа утечек, %	5,63	2,62	6,23
Теплосодержание зольного остатка, %	0,39	0,20	0,20
Потери тепла с охлаждающей его водой и в окружающий массив, %	18,20	—	—
Потери тепла в окружающие породы, %	—	10,36	6,65
Итого	100 %	100 %	100 %
Приход тепла			
Тепло горения угля, %	96,85	97,3	97,4
Теплосодержание сухого угля, %	0,11	0,19	0,18
влаги угля, %	0,01	0,017	0,06
дутья, %	0,27	0,243	0,4
приточной влаги, %	1,01	1,1	0,78
Тепло горения серы, %	1,75	1,15	1,18
Итого	100 %	100 %	100 %

газогенераторов. Из них видно, что значительное количество тепла расходуется на испарение влаги недр.

Расчеты показывают, что на испарение воды затрачено:

по газогенератору № 14—21,6 % от общего количества тепла, содержащегося в пласте;

по газогенератору № 15—39,28 %;

по газогенератору № 24—18,55 %.

Это показывает, что вопрос обезвоживания участка является одним из важнейших вопросов эксплуатации бесшахтных подземных газогенераторов. Без предварительного, то есть осуществленного до розжига, дренажа участков и последующего эффективного водоотлива приточных вод организовать нормальный процесс подземной газификации не удастся.

В разделе эксплуатации газогенератора № 15 приводился пример отрицательного влияния влаги на процесс, когда только большое количество воды, поступающей из кровли, почти полностью прекращало нормальную работу генератора.

3. ОБЩИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ СТАНЦИИ

Объем производства и освоенность процесса

Производство газа на Лисичанской станции «Подземгаз», поддерживаемое на уровне $100\text{—}140 \text{ млн. м}^3$ в год, ограничивается скоростью сооружения подземных газогенераторов, которая в свою очередь лимитируется недостаточной освоенностью способов бесшахтной подготовки и продолжающимся совершенствованием конструкции газогенераторов.

Эти масштабы производства газа вполне достаточны для разработки и освоения способов газификации маломощных каменных углей в Донбассе в промышленном объеме.

Степень освоения процесса подземной газификации к настоящему времени определяется следующими данными:

Таблица 3

Газогенератор	Мощность пласта, м	Содержание кислорода в дутье, %	Теплотворность газа низшая, ккал/нм ³	Химический к.п.д.	Потери дутья и газа, %
№ 4	0,8	39,8	805	47,5	18,6
№ 10	0,8	32,2	778	47,0	15,2
№ 7	0,8	28,9	897	59,8	16,4
№ 13	0,7	33,8	775	49,7	12,6
№ 14	0,7	30,0	822	49,5	22,0
№ 15	0,78	35,8	679	40,9	14,0
№ 24	0,98	45,5	955	46,7	17,2

Приведенные результаты свидетельствуют о необходимости продолжения работ по дальнейшему освоению и совершенствованию процесса подземной газификации каменного угля, так как показатели по теплотворной способности и химическому к.п.д. еще низки, а потери дутья и газа еще велики.

Подготовка подземных газогенераторов бесшахтным способом

Основной задачей Лисичанской станции «Подземгаз» в деле полного перехода на бесшахтную подготовку подземных газогенераторов является промышленное освоение методов сбойки скважин по угольному пласту с поверхности земли. В этом направлении проводились и проводятся следующие работы:

Сбойка воздухом высокого давления. Этим способом на опытных участках пройдено около 300 м сбоечных каналов в угольном пласте. Однако в результате недостаточной освоенности процесса сбойки этот способ не применен еще в широких масштабах для промышленного использования.

Первоочередной задачей ВНИИПодземгаза и коллектива станции является подготовка промышленных бесшахтных газогенераторов со сбойкой воздухом высокого давления.

Электрическая сбойка. Этот способ прохождения каналов по камешноугольным пластам в настоящее время находится в поисковой стадии и пока не может быть рекомендован для промышленного применения. Исследовательские работы в этом направлении следует ускорить.

Сбойка методом бурения. На станции проводятся экспериментальные работы по прохождению горизонтального канала бурением.

Которой опытного направленного бурения впервые пробурены две опытные горизонтально-сбоечные скважины. Работы по бурению более глубоких горизонтально-сбоечных скважин продолжаются. Однако эти работы являются еще опытными, требующими освоения.

Вопросы экономики

Наряду с работами по улучшению технологических показателей газификации, коллектив предприятия занимался вопросами улучшения экономических показателей.

Себестоимость газа систематически снижалась и определялась в следующих размерах:

1954 г.	124,26 руб. за 1000 м ³
1955 г.	80,66
1956 г.	
(10 мес.)	80,70

Небольшое увеличение себестоимости газа в 1956 г. обусловлено снижением производства газа в 1-м полугодии.

Основными источниками снижения себестоимости газа явились: рост производственной мощности станции, рост производства побочных продуктов (криптон, ксенон) и организационные мероприятия, направленные на снижение затрат на производство газа.

В связи с еще сравнительно малой производительностью станции по газу и необходимостью использования кислорода для газификации, эти показатели не могут характеризовать экономику производства в нормальных масштабах и служить для оценки конкурентной способности станции по сравнению с шахтами.

Рост производства газа, изменение его теплотворности и расходных показателей за последние годы работы показаны на рис. 7.

Несмотря на рост производственной мощности и улучшение ряда других показателей работы, станция еще не достигла проектной мощности. Наряду с ростом производственной мощности, росла и производительность труда трудящихся, которая в 1955 г. выросла на 33%, по сравнению с 1954 г.

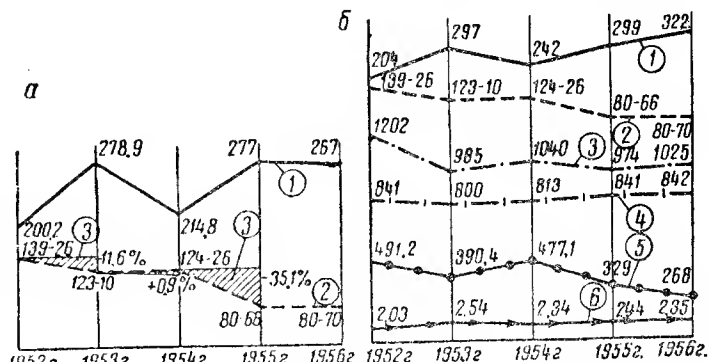


Рис. 7. а — график изменения себестоимости газа от производства его;

1 — суточная производительность по товарному газу, тыс. м³; 2 — фактическая себестоимость газа, руб. за 1000 м³; 3 — процент снижения себестоимости к предыдущему году;

б — основные технико-экономические показатели работы

Лисичанской станции «Подземгаз»

1 — суточная производительность валового газа, тыс. м³; 2 — себестоимость газа, руб. за 1000 м³; 3 — расход дутья на 1000 м³ валового газа; 4 — теплотворность газа, ккал/м³; 5 — расход электроэнергии, квт-ч на 1000 м³; 6 — выход валового газа из 1 кг угля

Расчеты показывают, что подготовка газогенераторов бесшахтным способом позволит в дальнейшем еще более снизить себестоимость газа за счет снижения амортизационных отчислений.

Кроме того, на станции принимаются меры по увеличению выпуска побочной продукции, что также в дальнейшем положительно скажется на снижении стоимости газа.

4. ВЫВОДЫ И ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ РАБОТ

За истекший период коллективом Лисичанской станции «Подземгаз» проделана значительная работа по совершенствованию процесса подземной газификации углей. Разработан и освоен новый технологический прием эксплуатации с подачей дутья из выгазованного пространства. Успешно проведен первый опыт газификации пласта по горизонтальной скважине.

Крупнейшим недостатком в работе коллектива станции и ВНИИПодземгаза является то, что на станции еще не проведена успешная эксплуатация ни одного промышленного газогенератора, подготовленного бесшахтным способом.

В настоящее время, когда все горные работы полностью прекращены, отставание в этой области может привести в последующие годы к снижению добычи газа.

Поэтому перед коллективом стоят следующие основные задачи:

По бесшахтной подготовке подземных газогенераторов. Следует окончить подготовку и начать промышленную эксплуатацию бесшахтных газогенераторов. Наиболее надежным методом подготовки бесшахтных генераторов является пока бурение

наклонных скважин по угольным пластам в сочетании с бурением ряда вертикальных скважин и сбойкой воздухом высокого давления.

Наряду с этим следует продолжать освоение горизонтального бурения.

По дренажу и водоотливу. Следует проверить разработанные схемы осушения участков на бесшахтных газогенераторах. Без решения задачи предварительного осушения участков газогенераторов и организации надежного водоотлива в период эксплуатации вести процесс подземной газификации на бесшахтных панелях не удастся даже при наличии достаточного количества кислорода. Разработка наиболее эффективной системы осушения с применением погружных насосов является одной из самых неотложных задач.

По конструкции подземных газогенераторов и совершенствованию приемов эксплуатации. Следует продолжать разработку конструкций подземных газогенераторов, которые наиболее полно обеспечивали бы нормальное протекание процесса с наиболее благоприятными условиями газообразования и с максимально возможной интенсивностью. Интенсивность процесса газификации имеет исключительно большое значение и должна учитываться как при проектировании, так и при эксплуатации подземных газогенераторов.

Технологический прием отработки подземных газогенераторов через наклонные скважины с подачей дутья из выгазованного пространства следует рекомендовать к применению.

Основные итоги работы Южно-Абинской станции „Подземгаз“

(с июня 1955 г. по 1 ноября 1956 г.)

М. К. РЕВВА

Южно-Абинская станция «Подземгаз»

Для проведения опытных работ по подземной газификации углей на крутопадающих пластах различной мощности Кузнецкого угольного бассейна, а также с целью получения данных, необходимых для разработки проектов промышленных станций «Подземгаз», запроектировано и осуществлено строительство Южно-Абинской опытно-промышленной станции «Подземгаз» на угольном участке Абинском-Южном, расположенном вблизи города Киселевска Кемеровской области.

Проектное задание станции было разработано ВНИИПодземгазом. Строительство станции начато в 1952 г.

ХАРАКТЕРИСТИКА УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для опытных работ по подземной газификации выделен участок месторождения длиной 3,2 км и шириной 1,5 км.

Горный отвод станции на площади 475,8 га включает в себя 23 пласта угля со средней мощностью от 0,8 до 7 м, за исключением пласта «Мощный», достигающего средней мощности 20 м. Средняя мощность пластов участка (без пласта «Мощного») 2,72 м; суммарная мощность всех пластов 79,8 м.

Геологические запасы угля на участке подсчитаны до горизонта $\pm 0,0$ м в количестве 281 млн. т (включая пласт «Мощный»).

Основной тектонической структурой является II Тырганский антиклиналь, переходящий на западе в Нулевую, а на востоке в Первую синклиналь.

Марки угля ПГ и СС. Угол падения пластов в среднем равен 60—67°, однако в южной части участка западное крыло II Тырганского антиклиналя падает под углом 30°.

Кровля и почва пластов представлены алевролитом или песчаником, изредка аргиллитом.

Для проведения первоначальных работ по подземной газификации выбрано два пласта, характерных для данного месторождения; IV «Внутренний» мощностью от 4,19 до 10,64 м (в среднем 7 м) и VIII «Внутренний» мощностью от 0,9 до 2,82 м (в среднем 2,18 м).

На пласте IV «Внутреннем» построен подземный газогенератор № 1 (средняя мощность пласта 9,0 м), а на пласте VIII «Внутреннем» — газогенератор № 2 (средняя мощность пласта 2,4 м). В IV квартале 1956 г. будет закончено строительство подземного газогенератора № 3 на пласте VIII «Внутреннем» (мощность пласта 2,26 м).

Пласт «Мощный» с 1955 г. разрабатывается открытым способом углеразрезом им. Вахрушева треста Кагановичуголь.

ГЕНПЛАН СТАНЦИИ «ПОДЗЕМГАЗ»

Промплощадка станции построена у восточной границы Южно-Абинского участка в его южной половине на отложениях Кузнецкой безугольной станции Кузбасса.

Основными объектами станции являются: подземные газогенераторы №1, № 2, № 3, компрессорная, котельная, электроподстанция, насосная, скрубберный цикл, цех дефеноляции.

КОНСТРУКЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Газогенератор № 1 подготовлен комбинированным способом на пласте IV «Внутреннем» (рис. 1). Пласт характеризуется следующими данными: кровля — алевролит, быстро переходящий в мощный

песчаник, почва — алевролит, ниже чередующийся с песчаником. Средняя мощность пласта 9,0 м, угол падения колеблется от 75° на выходе пласта до 60° на глубине и в среднем составляет 70°.

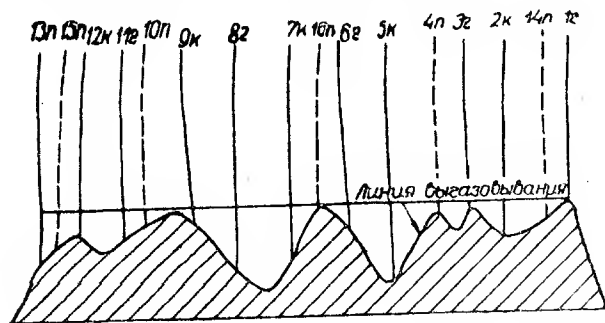


Рис. 1. Схема газогенератора № 1 Южно-Абинской станции «Подземгаз»

По пласту III «Внутреннему» пройден уклон длиной 75 м. На горизонте +280 м из уклона на пласт IV «Внутренний» пройден квершлаг длиной 16 м, а из квершлага в обе стороны по пласту IV «Внутреннему» пройден розжиговой штрек длиной 100 пог. м. С поверхности земли на розжиговой штрек в плоскости угольного пласта пробурены 6 газо-дутьевых скважин диаметром 250 мм и 5 контрольных скважин диаметром в обсадке 150 мм. Для подачи дутья в почве пласта пробурены 5 полевых скважин диаметром 150 мм в обсадке. Герметизация газогенератора обеспечивается двумя бетонными перемышками, сооруженными на квершлагах. Для водоотлива из газогенератора в уклоне смонтированы два эрлифта.

Промышленные запасы угля газогенератора № 1 составляют 20,0 тыс. т.

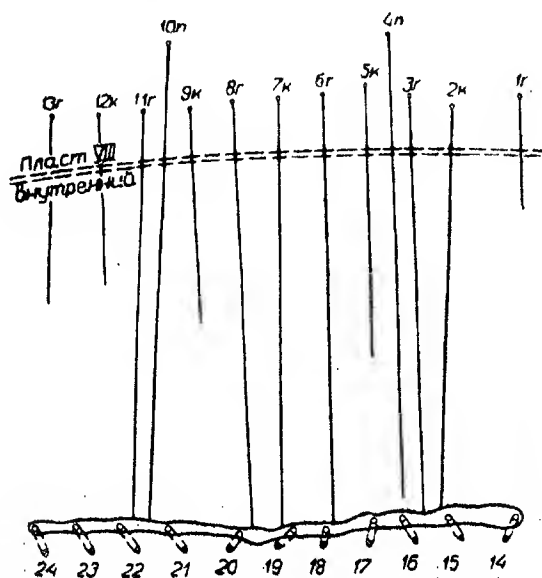


Рис. 2. Схема газогенератора № 2 Южно-Абинской станции «Подземгаз»

Газогенератор № 2 подготовлен бесшахтным способом на пласте VIII «Внутреннем», который характеризуется следующими данными: кровля и почва — алевролит, мощность пласта — 2,40 м, средний угол падения 56° (рис. 2).

С поверхности земли на угольный пласт до горизонта +200 м пробурены вертикальные розжиговые скважины диаметром в обсадке 150 мм и глубиной 132 м. Расстояние между скважинами по простиранию пласта 10 м, а количество их 11 шт.

На горизонт розжига газогенератора пробурено 6 наклонных газо-дутьевых скважин диаметром 250 мм в обсадке с расстоянием между ними 20 м.

Газо-дутьевые скважины заложены в лежащем боку пласта под углом 54° к горизонту. На глубине 50—75 м скважины вбурены в угольный пласт и далее, после сбойки розжиговых скважин, были углублены по пласту до глубины 148—164 м до встречи с огневым каналом.

По породе пробурены две полевые скважины, которые располагаются в лежащем боку пласта под углом 50° к горизонту. Эти скважины вбуривались в угольный пласт на 8 м выше огневого канала. Диаметр полевых скважин — 150 мм в обсадке, длина их достигает 171 м.

Промышленные запасы угля газогенератора № 2 составляют 24,5 тыс. т.

Газогенератор № 3 в настоящее время находится в стадии строительства. Он заложен на том же пласте, что и газогенератор № 2, то есть на VIII «Внутреннем». Глубина и размеры по простиранию газогенератора № 3 аналогичны газогенератору № 2. В отличие от действующего газогенератора № 2 на газогенераторе № 3 расстояние между газо-дутьевыми скважинами 50 м, расстояние между розжиговыми скважинами соответственно 10, 15, 20, 25 и 30 м.

ОПЫТНЫЙ ДРЕНАЖ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ № 2 И № 3

Для проведения осушительных мероприятий на газогенераторах № 2 и № 3 пробурено 6 специальных вертикальных дренажных скважин. Средняя глубина скважин 200 м, конечный диаметр в обсадке 300 мм.

Дренажные скважины оборудованы глубинными насосами типа ПМНЛ-60/170 и ЭН-700.

ГАЗОГЕНЕРАТОР № 1

Холодные испытания

В мае 1955 г. в соответствии с программой опытных работ произведены холодные испытания газогенератора с целью проверки герметичности газогенератора, выяснения характера и места утечек дутья, определения гидравлического сопротивления отдельных участков подземной части генератора и проверки сообщаемости скважин со штрехом.

В результате было установлено, что наклонные газо-дутьевые, контрольные и полевые скважины имеют хорошую сообщаемость со штрехом.

Основные утечки были обнаружены из гидронаблюдательных скважин № 16 и № 17.

Бетонные перемышки при испытаниях обеспечивали достаточную герметичность; утечки дутья не превышали 10% (в основном через маркшейдерские скважины).

Наблюдения за притоком воды в уклон газогенератора в период холодных испытаний показали, что средний приток воды составляет 11—12 м³/час.

Эрлифтные установки, опущенные в уклон, вполне обеспечивают откачку воды.

Полученные в процессе холодных испытаний данные позволили приступить к розжигу газогенератора.

Розжиг

Розжигу генератора предшествовало предварительное осушение его сжатым воздухом с температурой до 40°C. Воздух подавался в скважину № 13г и отводился через скважины № 1г, № 3г, № 6г. Осушение длилось 8 суток.

Розжиг газогенератора осуществлен 24 мая 1955 г. путем воспламенения костра, уложенного в штреке против скважины № 13г при подаче воздуха давлением 2 кг/см² в количестве 500 нм³/час в скважину № 4п. Через 5 часов после розжига расход был увеличен до 1500 нм³/час. Скорость перемещения очага вдоль штрека была очень интенсивной и составила 16,5 м/час. Температура на газотводящих скважинах быстро возросла до 200—300°C.

Состав газа в % по скважине № 13г был:

	CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	Q ккал/нм ³
25/V-55 г.	12,0	2,4	3,5	3,6	1,0	77,5	287
27/V-55 г.	10,3	0,85	3,9	9,6	2,5	72,85	580
28/V-55 г.	4,1	1,0	19,3	13,0	3,2	59,4	1194

Такой состав газа свидетельствует об окончании процесса розжига и начале газификации угля.

Опытная эксплуатация

После окончания розжига газогенератора и формирования огневого забоя по всей длине розжигowego штрека была начата опытная эксплуатация генератора по разработанным ВНИИПодземгазом программам, предусматривающим проведение целого ряда исследований, которые должны были выявить наиболее приемлемые режимы работы генератора № 1.

Всего за период опытной эксплуатации (с 29 мая по 8 декабря 1955 г.) газогенератор работал на 8 режимах. Каждый режим отличался друг от друга точками подачи и отвода газа и количеством подаваемого дутья.

В процессе работы генератора на определенных режимах велся систематический контроль за динамикой газообразования, сдвижением горных пород и за притоком воды в газогенератор.

В период опытной эксплуатации воздух подавался только в полевые скважины и газ отводился через газо-дутьевые скважины.

Уже через месяц после ввода газогенератора № 1 в эксплуатацию выяснилось, что двух полевых скважин, предусмотренных проектом, недостаточно для полного выгазовывания подготовленного угля, так как процесс газификации оканчивался через 8—15 м от дутьевой скважины.

Поэтому дополнительно на огневой забой было пробурено еще три полевые скважины диаметром 150 мм. Расход подаваемого в газогенератор воздуха колебался от 2000 до 8000 нм³/час, причем была опробована подача дутья как в одну полевую скважину, так и в несколько одновременно.

При всех режимах работы статическое давление в газогенераторе поддерживалось порядка 150—200 мм рт. ст. Оно лимитировалось небольшой мощностью наносов над пластом IV «Внутренний» (до 8 м) и большой фильтрационной способностью пласта.

Равномерность выгазовывания угля по скважинам была одним из условий работы на программных режимах. За период опытной эксплуатации (с 29 мая по 8 декабря 1955 г.) выгазовано 5,0 тыс. т угля и подано дутья 14,2 млн. нм³. В том числе по скважинам:

№ скважины	4П	10П	14П	15П	16П
Выгазовано угля, тыс. т	1,1	1,2	0,9	0,9	0,9
Подано дутья, млн. нм ³	3,0	3,3	2,5	2,6	2,8

За этот же период получено газа — 22,6 млн. нм³ (теоретически) средней теплотворностью 1436 ккал/нм³ и средней влажностью 124,0 г/нм³.

Химический коэффициент полезного действия за этот период равен 74,9%.

Опытная эксплуатация газогенератора № 1 позволила сделать заключение о перспективном развитии работ по подземной газификации углей в Кузбассе (в условиях, аналогичных Южно-Абинскому участку).

Были установлены динамика газообразования, влияние интенсификации дутья на качество получаемого газа, влияние влаги углей на состав газа, определены рациональные схемы газификации, выявлены недостатки конструкции газогенератора и т. д.

Теплотворность газа незначительно изменялась в зависимости от количества подаваемого в скважину дутья и от места отвода газа. Изменение теплотворности в одних и тех же небольших пределах ясно показывает устойчивость процесса газификации в генераторе.

Вследствие высоких температур угольный пласт прогревается и растрескивается вглубь пласта, что также положительно влияет на процесс.

Промышленная эксплуатация

С 17 января 1956 г. расход воздуха в газогенератор № 1 был увеличен до 8—10 тыс. нм³/час.

Такое количество дутья в газогенератор подавалось до июня, когда в связи с прекращением отопительного сезона уменьшилась надобность в больших количествах газа и был снижен расход дутья в генератор до 2—3 тыс. нм³/час.

В январе начались обрушения дневной поверхности в районе дутьевых скважин. На поверхности образовалось 5 провалов (у каждой полевой скважины) диаметром до 20 м и глубиной до 15 м. Они были засыпаны бульдозером. В связи с тем, что при температурах газа на головках скважин ниже 170° происходила конденсация смол, температура на них (головках скважин) поддерживается в пределах 200—300°C.

Утечки газа составляли до образования провалов 15%; после образования провалов (май 1956 г.) они составили до 40%; после засыпки провалов процент утечек уменьшился до 25%; к концу работы газогенератора № 1 (то есть в сентябре-октябре) процент утечек составлял 30—33%.

В процессе работы генератора поверхность над ним время от времени засыпалась бульдозером, что уменьшало утечки газа и дутья через образующиеся трещины.

За весь период промышленной эксплуатации газогенератора (с 25/V 1956 г. по 17/XI 1956 г.) выгазовано угля 15,6 тыс. т; подано дутья 46,4 млн. м^3 ; получено газа 69,6 млн. м^3 (теоретически) с теплотворной способностью 1228 $\text{ккал}/\text{м}^3$.

Утечки газа увеличивались после образования трещин по всей территории подземного газогенератора, а также в связи с тем, что маркшейдерские скважины начали дренировать большее количество газа.

Несмотря на обрушения в районах дутьевых скважин, на большие количества выгазованного угля, на трещиноватость пород кровли по всему генератору, процесс газификации вплоть до закрытия газогенератора шел устойчиво.

Из шести газо-дутьевых скважин вышла из строя только одна — 6Г. по причине большого опускания колонны скважины (до 1,5 м), так как скважина № 6Г находится вблизи полевой скважины.

Вода из газогенератора постоянно откачивалась эрлифтами. Средний приток воды по состоянию на 17 ноября 1956 г. с начала эксплуатации газогенератора № 1 составил 9,1 $\text{м}^3/\text{час}$.

В период работы газогенератора № 1 август-ноябрь при отводе газа через скважины, далеко отстоящие от полевых скважин, в которые подавалось дутье, начало происходить дожигание газа. Это указывало на наличие обводных каналов.

При отводе газа через скважины, близко расположенные от дутьевых точек, газ получался теплотворной способностью в среднем 1100 $\text{ккал}/\text{м}^3$.

В октябре 1956 г. была испытана схема с подачей дутья в наклонные газоотводящие скважины. Теплотворная способность газа повысилась до 1400—1500 $\text{ккал}/\text{м}^3$ за счет организации процесса в канале самой газо-дутьевой скважины, принимающей дутье. Аэродинамические условия газообразования при такой схеме оказались значительно лучше, чем при подаче дутья через полевые скважины, то есть через выгазованное пространство со множеством обводных каналов.

Учитывая рекомендации и пожелания ВНИИПодземгаза, станция в конце ноября перешла на работу с подачей дутья через полевые скважины.

Возросшая потребность в газе со стороны потребителя, невозможность подачи газа потребителю с газогенератора № 1 из-за большой величины потерь при повышении статического давления в газогенераторе, а также ограниченность в расходе воздушного дутья, заставили прекратить подачу дутья в газогенератор № 1.

Эксплуатация газогенератора № 1 закончена 17 ноября 1956 г. Выгазовано угля 15,6 тыс. т, то есть 78% промышленных запасов, подготовленных газогенератором.

На основании опыта эксплуатации газогенератора № 1 можно сделать следующие выводы.

1. Процесс подземной газификации на газогенераторе № 1 устойчив и дает возможность на воздушном дутье получать газ с теплотворностью не ниже 1100 $\text{ккал}/\text{м}^3$.

2. В первоначальный момент эксплуатации газификация угля происходит в массе влажного непроксованного угля, а также частичной в слое обрушившегося угля, что дает возможность получать газ теплотворностью до 1400 $\text{ккал}/\text{м}^3$ (опытная эксплуатация).

Впоследствии газификация продолжается в проксованном угле и теплотворность понижается до 1100 $\text{ккал}/\text{м}^3$.

3. Процесс газификации заканчивается на расстоянии 8—15 м от дутьевой скважины.

4. Уголь в газогенераторе выгазовывается куполообразно, о чем можно судить по форме происшедших обрушений.

5. При своевременной профилактической обработке поверхности и своевременной засыпке провалов можно избежать утечек дутья и газа.

6. Образовавшиеся провалы не ухудшают процесс газификации.

7. Процесс газификации угля в газогенераторе управляется с помощью изменения точек подачи дутья и отвода газа и количества подаваемого дутья.

В процессе эксплуатации газогенератора выявлен ряд его конструктивных недостатков.

Генератор заложен на небольшую глубину, газо-дутьевые скважины пробурены в плоскости пласта, что приводит к преждевременному их выходу из работы.

ГАЗОГЕНЕРАТОР № 2

Холодные испытания и розжиг

Холодные испытания газогенератора, произведенные в декабре 1955 г., показали, что газопроницаемость пласта VIII «Внутреннего» повышенная.

При давлении 30—35 $\text{кг}/\text{см}^2$ розжиговые скважины принимали до 1400 $\text{м}^3/\text{час}$ воздуха, а соседние скважины отводили до 150—200 $\text{м}^3/\text{час}$.

Было выяснено, что пластовая вода при подаче дутья в скважину отжимается и после прекращения подачи дутья забой скважины остается некоторое время сухим (до 1 часа).

Таким образом, появилась возможность разжечь пласт забрасыванием раскаленного кокса на забой скважины, в которую предварительно для отжатия воды подавался воздух давлением до 10 $\text{кг}/\text{см}^2$.

Розжиг газогенератора осуществлен 5/I 1956 г. через скв. № 20Р при подаче дутья в скв. № 21Р. Скорость сбойки в среднем составила 2,12 м/сут. при расходах дутья 700—800 $\text{м}^3/\text{час}$ и сбоечных расходах 10—12 м; расход дутья на 1 пог. м составил до 9000 м^3 , средний расход электроэнергии — 1500 $\text{квт}\cdot\text{ч}/\text{пог. м}$.

Стоимость 1 пог. м сбоечного канала по дутью высокого давления составила 154 руб.

Большой расход воздуха высокого давления (до 9000 $\text{м}^3/\text{час}$) по сравнению с расходом дутья на лисичанских углях объясняется тем, что температура воспламенения углей пласта VIII «Внутреннего» 410° С, а лисичанского угля (пласт I₈) — 330° С. Кроме того, большое значение имеет обводненность пласта.

Поэтому между скважинами необходимы большие потоки дутья, а следовательно, и большие среднечасовые расходы.

Весь ход процесса сбойки скважин показал, что фильтрационную сбойку можно рекомендовать для подготовки бесшахтным способом подземных газогенераторов на крутопадающих пластах Южно-Абинского месторождения.

Было выяснено, что расстояния между розжиговыми скважинами можно принять не 10 м, как это запроектировано на газогенераторе № 2, а 20—25 м, что намного (почти на 40%) удешевит подготовку газогенераторов.

Эксплуатация (период с 1/I по 1/XI 1956 г.)

После окончания сбоечных работ были добурены до розжигового канала наклонные газо-дутьевые и полевые скважины и начата эксплуатация газогенератора.

В процессе эксплуатации был выявлен ряд крупных недостатков в конструкции газогенератора, которые и до сих пор тормозят нормальную его работу.

До сих пор, например, не определена рациональная схема откачки воды из газогенератора, подготовленного бесшахтным способом.

Средний приток воды по состоянию на 1/XI 1956 г. с начала эксплуатации газогенератора № 2 составил 21,62 м³/час.

Четыре дренажные скважины, пробуренные на глубину 200 м, из которых вода откачивается глубинными насосами ЭН-700 и ПМНЛ, опущенными на глубину 170 м, не обеспечивают откачку воды из огневого забоя, что отражается на качестве получаемого газа.

Для эвакуации воды из газогенератора приходится все время интенсифицировать процесс газификации с тем, чтобы поток газа мог обеспечить вынос приточной воды. Кроме того, дополнительно в розжиговые скважины были опущены эрлифты, которые постоянно находились в работе. В настоящее время эрлифты не работают из-за отсутствия достаточного количества воздуха.

Влажность газа по газоотводящим скважинам составляет 231,5 г/м³, что гораздо выше влажности газа на газогенераторе № 1.

Работа при подаче в газогенератор № 2 пониженных количеств дутья (до 2000—3000 м³/час) невозможна, так как происходит подтопление его водой. Выяснено также, что подаваемый воздух необходимо распределять по всей длине генератора. Кроме того, в дренажных скважинах глубинные насосы будут опущены на глубину до 190 м с эрлифтами.

Тем не менее, процесс газификации на газогенераторе № 2 идет устойчиво. За период эксплуатации по газогенератору выгнано 11 138,9 т угля, подано дутья 50,55 млн. м³, получено газа 56,7 млн. м³ теплотворностью 855 ккал/м³.

Потери дутья и газа составляют в среднем 20% и происходят в основном за счет ранее пробуренных на газогенераторе разведочных и гидронаблюдательных скважин, обсадные колонны которых не зацементированы. При ликвидации этих скважин дутье и газ в меньшем количестве, но дренируются в вышележащие пласты и наносы.

В настоящее время газификация осуществляется

только через полевые скважины, а газ отводится через газо-дутьевые скважины.

С целью выяснения количества угля, которое может быть сгазифицировано одной полевой скважиной, пока оставлено проектное количество полевых скважин 2 шт.

В дальнейшем расстояния между полевыми скважинами будут корректироваться, но уже сейчас ясно, что двух скважин недостаточно.

Таким образом, из вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. Подготовка подземного газогенератора методом фильтрационной сбойки приемлема и может быть рекомендована для подготовки газогенераторов в условиях, аналогичных Южно-Абинскому месторождению.

2. Откачку воды из газогенератора № 2 необходимо производить в основном непосредственно из розжигового канала.

3. Процесс газификации на газогенераторе № 2 устойчив и позволяет получить газ теплотворностью 850—950 ккал/м³.

4. Конструкция газогенератора требует доработки и при дальнейшей эксплуатации его будет уточнена.

5. Повышенная влажность явно говорит о том, что избыток влаги препятствует нормальному процессу газификации, понижает теплотворность газа.

6. Для нормальной работы дренажных скважин необходимо применение глубинных насосов, позволяющих длительное время откачивать воду с глубины 200 м.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЮЖНО-АБИНСКОЙ СТАНЦИИ «ПОДЗЕМГАЗ»

За время работы станции (25 мая 1955 г.—1 ноября 1956 г.) получено около 98 млн. м³ газа с теплотворностью 1080 ккал/м³, из которых 46,933 млн. м³ использовано котельными шахты «Тайбинская» и станции «Подземгаз». Остальное количество выработанного газа из-за необходимости проведения опытных работ, а также несвоевременного ввода в эксплуатацию газопроводов к потребителям выброшено в атмосферу.

В настоящее время станция вырабатывает до 350 тыс. м³ газа в сутки, из которых только 30% используется в летний период котельной шахты «Тайбинская».

В 1956 г. выпущено в атмосферу примерно 21 млн. м³ газа на сумму 2226 тыс. руб. по его фактической себестоимости.

Себестоимость товарного газа за 10 месяцев 1956 г. выражается в сумме 106,81 руб. за 1000 м³ при средней теплотворности 1000 ккал/м³.

Высокая себестоимость газа объясняется, в основном, отсутствием в настоящее время достаточного количества потребителей газа, а также необходимостью производить большие затраты на опытные работы, так как станция является опытно-промышленным предприятием.

Себестоимость газа в октябре 1956 г. составила 77,17 руб. за 1000 м³.

Чтобы котельные предприятия города Киселевска (Углемашзавод, кирпичные заводы, хлебозаводы и др.) безубыточно работали на газе подземной

газификации, вырабатываемом Южно-Абинской станцией «Подземгаз», необходимо фактическую себестоимость ее продукции довести до 20 руб. за 1000 нм^3 .

Это видно из следующего простого расчета.

Почти год работы котлов шахты «Тайбинская» и станции на газе подземной газификации показал, что при сжигании в котле 3,5—4,0 тыс. нм^3 газа ПГУ с теплотворностью 1100—1200 ккал/нм^3 котел дает такой же тепловой эффект, как и при сжигании 1 т кузнецкого угля теплотворностью 6000—6500 ккал/нм^3 .

Отпускная цена за 1 т названного угля для промышленных предприятий Кузбасса установлена в пределах 70 руб.

Таким образом, 3,5—4,0 тыс. нм^3 газа с теплотворностью 1100—1200 ккал/нм^3 тоже должны стоить в пределах 70 руб., или 1000 нм^3 газа ПГУ должны стоить $70 : 3,5 = 20$ руб.

Однако этот примерный расчет не учитывает затрат по подвозке угля на предприятия, грохочению угля, его хранению и пр., которые увеличивают стоимость сжигаемого в котлах твердого топлива.

Кроме того, в котельных, работающих на твердом топливе, обслуживающий персонал значительно больше, чем при работе их на газообразном топливе, что также увеличивает стоимость сжигаемого угля.

На Южно-Абинской станции «Подземгаз» себестоимости газа в 20 руб. за 1000 нм^3 можно добиться

в основном путем увеличения ее мощности. При дополнительных капитальных затратах в 4—6 млн. руб. станция сможет вырабатывать 700—800 тыс. нм^3 газа в сутки. Это позволит снизить себестоимость газа до 30—35 руб. за 1000 нм^3 .

Рентабельной работы станция может добиться в основном путем увеличения ее мощности до 1,5 млн. нм^3 газа в сутки, для чего необходимо перевести на газ целый ряд промышленных предприятий г. Киселевска, а также заменить устаревшее оборудование и автоматизировать все производство.

* * *

Работа Южно-Абинской станции «Подземгаз» показала, что подземная газификация кузнецких крутопадающих пластов различной мощности практически осуществима и что методом подземной газификации можно бесперебойно вырабатывать энергетический газ в требуемых количествах на угольных месторождениях, аналогичных Южно-Абинскому.

В дальнейшем ВНИИПодземгазом должен быть разработан специальный легкий и мощный станок для наклонного бурения в условиях ПГУ. Кроме того, должны быть ускорены научно-исследовательские работы по усовершенствованию бесшахтного дренажа подземных газогенераторов в условиях Кузбасса.

Итоги работы конторы опытного направленного бурения Лисичанской станции „Подземгаз“ по бурению наклоннонаправленных скважин

И. И. АНТОШЕВСКИЙ

Контора опытного направленного бурения Лисичанской станции «Подземгаз»

Подземной газификацией углей предусматривается газифицировать угли в естественных условиях их залегания без производства горных подготовительных работ.

На первом этапе работ по подземной газификации углей, в связи с неосвоенностью бесшахтных методов подготовки подземных газогенераторов, последние готовились путем проведения горных подготовительных работ.

Шахтные способы подготовки подземных газогенераторов обуславливали необходимость проведения трудоемких, дорогостоящих работ и, кроме этого, не обеспечивали условий для нормального хода процесса газификации.

В подземных газогенераторах, подготовленных шахтным способом, при всей тщательности проводимых работ не представлялось возможным обеспечить устойчивость и герметичность газо-дутьевых каналов, чем чрезвычайно затруднялось ведение процесса газификации.

Одновременно с проведением работ по изучению и освоению процесса в подземных газогенераторах, подготавливаемых шахтным способом, непрерывно проводились работы по освоению бесшахтных методов подготовки угля к газификации.

Одним из направлений в этой области являлись работы по созданию методов бурения наклоннонаправленных скважин по угольному пласту, начатые на Горловской станции «Подземгаз» в 1935 г.

Освоение бурения таких скважин обусловлено тем, что они наиболее полно могут удовлетворить требованиям, предъявляемым к газо-дутьевым каналам. Бурением наклонных скважин по пластам наклонного залегания значительно сокращается объем буровых работ, так как одна наклонная скважина заменяет ряд вертикальных.

Наиболее благоприятные условия для протекания процесса газообразования могут быть созданы при организации потоков дутья и газа по стволу наклонной скважины.

Схема наклоннонаправленной сбоечной скважины для подготовки подземного газогенератора бесшахтным способом приведена на рис. 1. При данной

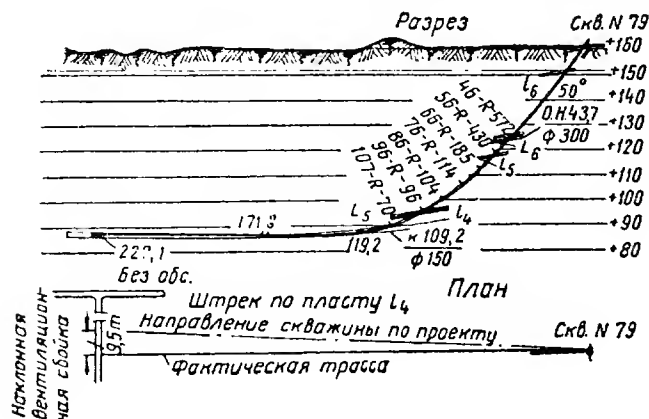


Рис. 1. Схема наклонно-направленной сбоечной скважины

схеме газогенератора наклонные выработки по угольному пласту и сбоечный канал проходятся бурением.

Бесшахтная подготовка подземных газогенераторов по аналогичной схеме может быть осуществлена также на пластах пологого и горизонтального залегания.

Разработка методов бурения наклоннонаправленных скважин в условиях Лисичанской станции «Подземгаз» была поручена Конторе опытного направленного бурения, созданной в середине 1945 г.

БУРЕНИЕ НАКЛОННОНАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Работы по освоению бурения наклоннонаправленных скважин проводились в сложных геологических условиях Лисичанского участка.

Малая мощность угольных пластов (0,35—1,2 м), непостоянный характер их залегания, недостаточные (для бурения таких скважин) сведения о действительном положении пласта в пространстве, мягкие, обрушающиеся и размокающие породы кровли и почвы наряду со значительно более твердым углем пластов создают большие трудности в бурении скважин по угольному пласту. По условиям же эксплуатации наклонные скважины на всем своем протяжении должны находиться в угле, не выходя ни в кровлю, ни в почву, и, к тому же, не должны быть обсажены металлическими трубами.

В первоначальный период своей деятельности Конторой для решения поставленной задачи проводились работы по переносу существовавших в нефтяной промышленности методов направленного бурения. Однако все эти методы оказались недостаточно точными и не обеспечивали проводку трассы скважины только по угольному пласту. Поэтому основным направлением работ КОНБ явилось изыскание новых методов бурения таких скважин и их практическое освоение.

Большие работы были проведены по использованию различных физико-механических и геологиче-

ских особенностей угольного пласта, отличающих его от вмещающих пород (буримость, наличие мягких пропластков, слоистость, хрупкость и т. д.). Конструкторами КОНБ и ряда других организаций было создано 36 конструкций специальных долот, которые должны были обеспечить автоматическое бурение по углю, однако их испытание не дало требуемых результатов. В этом направлении представилось возможным использовать только наличие мягкого прослойка углистого сланца в пласте К₈. (На одной из скважин достигнута скорость 420 м на станок в месяц при стоимости 1 пог. м 149 руб.).

Малая мощность угольного пласта и переменный угол его залегания по падению исключили возможность прохождения прямолинейного ствола скважины в пределах толщи угольного пласта.

Работами в этом направлении определялась необходимость в надежных средствах контроля за положением ствола скважины в пространстве и относительно угольного пласта и в разработке способов изменения направления ствола скважины в нужную сторону, с тем, чтобы можно было обеспечить проводку ее в заданном направлении.

Проектная трасса скважины строилась по ориентировочным данным о залегании пласта по падению и почти повторяла его профиль. При бурении по построенной таким образом проектной трассе имелись частые случаи выхода ствола скважины из угольного пласта в прилегающие породы.

В последующем бурение наклонных скважин осуществлялось по выполаживающейся кривой и с передовым разведочным стволом малого диаметра, что позволило улучшить показатели работы.

С начала 1954 г. и по настоящее время бурение наклонных скважин осуществляется с ориентировкой их направления по данным, получаемым из анализа поднимаемых угольных образцов. Наличие плоскостей напластования в угле и постоянное направление клеважных трещин при качественном угольном образце позволяют определить угол встречи ствола скважины с угольным пластом и своевременно изменить направление ствола скважины. При неоднородной структуре угольного пласта по образцу можно также определить положение ствола относительно угольного пласта, то есть расположен ли он ближе к кровле или почве.

Использование данного контроля и наличие целого ряда освоенных методов изменения направления ствола скважины позволили уменьшить количество выходов в породы, а иногда и полностью их исключить. При этом достигнуто значительное улучшение общих показателей по бурению наклонных скважин.

Следует, однако, отметить, что контроль положения ствола в угольном пласте по образцам все же является несовершенным, так как отсутствует средство постоянного отбора их в ненарушенном состоянии.

Для бурения наклонных скважин КОНБ используются буровые станки КАМ-500, Б-3 и БС-1200, наклонная вышка и специальный инструмент: профилированные трубы с резными долотами к ним, шарнирные соединения, расширители и т. д. Наряду со специальным инструментом широко применяется обычный буровой инструмент: колонковые

трубы, 3-шарошечные долота и т. д. Промывка скважин осуществляется насосами Р-200/40 с приготовлением глинистого раствора на каждой буровой.

Технология бурения наклонных скважин заключается в следующем.

С поверхности земли до заданной глубины встречи угольного пласта бурится по породам преимущественно прямолинейный ствол скважины с помощью колонковых труб и трехшарошечных долот. Угол забуривания определяется таким, чтобы угол встречи ствола скважины с угольным пластом был равным $4-6^\circ$. В зависимости от конкретных условий породный ствол проходится со стороны почвы или кровли пласта. После забуривания в угольный пласт производится расширение породного ствола и крепление обсадными трубами с цементацией затрубного пространства испытывается постановкой скважины под давление воздуха.

Первый интервал ствола скважины от башмака обсадных труб по углю бурится по выполаживающейся либо по нисходящей кривой до выхода его на угол падения пласта. Последующее бурение по углю осуществляется колонковыми трубами с непрерывным отбором образцов для проверки прохождения по углю и контроля положения ствола относительно угольного пласта.

Если установлено, что ствол идет не по напластованию, а на пересечение пласта угля, производится изменение направления ствола в ту или в другую сторону.

Которой опытного направленного бурения к настоящему времени освоено управление стволом скважины в плоскости действия силы веса, то есть в вертикальной плоскости.

При намстившемся пересечении угольного пласта в сторону почвы дальнейшее бурение осуществляется по выполаживающейся кривой. Изменение направления ствола обеспечивается путем последовательного расширения его 2-ступенчатым лопастным расширителем, создающим на забое уступ, и бурения колонковой трубой. В зависимости от величины угла пересечения стволом угольного пласта определяются диаметр расширения, длина уступа, длина колонковой и длина рейса.

В случае выхода ствола в почву, часть его ликвидируется заливкой цемента. Длина ликвидируемого ствола определяется трассой скважины. По истечении срока затвердевания цемента зарезается новое направление ствола.

Если по образцу угля устанавливается, что ствол идет на пересечение угольного пласта в сторону кровли, то дальнейшее бурение осуществляется профилированной трубой с трехшарошечным либо с резным долотом. Тип долота и подача инструмента определяется необходимой величиной искривления ствола. При вскрытии кровли часть ствола ликвидируется и затем производятся работы по изменению направления ствола скважины.

В процессе бурения контроль перебуриваемых пород осуществляется путем отбора образцов, наблюдений за выносимым шламом и по механической скорости бурения. Скорость бурения по углю при любом режущем наконечнике во много раз превы-

шает скорость бурения по породам, что позволяет безошибочно определить выход из угольного пласта.

Разработанный ИАТ АН СССР метод электроконтроля положения ствола в угольном пласте в процессе бурения не применяется, так как он не позволяет предопределить и исключить выходы в породы. Этот метод используется для проверки положения ствола законченных скважин.

Дальнейшее совершенствование технологии бурения лимитируется отсутствием предупредительного контроля, позволяющего исправлять направление ствола до выхода его в породы. Без такого контроля немислимо также создание управляемого аппарата.

Над созданием предупредительного контроля с помощью радиоактивного кароттажа работают в настоящее время ВНИИПодземгаз и Институт машиноведения и автоматики АН УССР.

Следует отметить, что Институт автоматики и телемеханики АН СССР совершенно устранился, (не выполнив принятого в 1954 г. обязательства) от проведения работ по созданию контроля в процессе бурения.

Как при бурении по прямой, так и при изменениях направления ствола скважины производятся замеры зенитных и азимутальных углов с помощью односточных фотоинклинометров. Малые углы наклона скважин не позволяют производить замеры приборами более совершенными, но требующими спуска их на кабеле.

Практика работы показала, что для условий бурения наклоннонаправленных скважин приборы по замеру азимутов, построенные на магнитном принципе, являются малопригодными в связи с недостаточной их точностью ($\pm 3^\circ$) и большими погрешностями, получаемыми при замерах в районе отработанных газогенераторов. Существует мнение, что в породах, подвергавшихся воздействию высокой температуры, возникает магнитная аномалия, действующая на магнитную стрелку прибора и искажающая его показания.

Для контроля азимутального направления наклоннонаправленных скважин требуется создание прибора повышенной точности, позволяющего производить замеры в ферромагнитной среде.

Львовским институтом машиноведения и автоматики АН УССР разработан и изготовлен прибор для измерения азимутов в ферромагнитной среде для горнорудной промышленности. Предварительные испытания указанного прибора не завершены.

Тем же институтом разработаны и изготовлены для КОНБ два прибора для измерения углов наклона и азимутов, из которых один с проводкой, а другой с беспроводной связью. Эти приборы пока не применяются из-за отсутствия надежной линии связи для первого прибора и ограниченности расстояния передачи результатов второго.

В течение истекшего периода коллектив Конторы, работая над совершенствованием применяемых методов бурения, постоянно занимался разработкой буровых аппаратов, управляемых с поверхности земли, для вращательного бурения, а также с забойными двигателями.

О проведенных работах по созданию контроля за процессом бурения сказано выше.

Ряд ранее разработанных конструкций забойных двигателей и отклонителей, в которых предполагалось использовать вес грузов и штанг, при испытаниях не дали требуемых результатов. В настоящее время заканчивается изготовление двух новых типов отклонителей. В конструктивной разработке находится отклонитель с непрерывным гидравлическим контролем по предложению инж. Е. П. Маньковского. Отклонение долота от оси аппарата в этом отклонителе обеспечивается эксцентричной муфтой, устанавливаемой в нужном направлении на поверхности. Контроль за положением корпуса осуществляется по давлению промывочной жидкости, которое возрастает в случае его проворота. В проектной разработке находится также клиновой отклонитель с гидравлическим контролем конструкции инж. И. В. Лухина.

Сконструирован и изготовлен управляемый электробур, характеристика которого следующая: длина аппарата 2,2 м; диаметр — 160 мм; мощность мотора — 9 квт; напряжение — 380 в; передаточное число редуктора 1:17.

Питание мотора электроэнергией будет осуществлено по кусочной кабельной линии, заправленной в бурильные штанги, оснащенные 3-контактной муфтой. При испытании опытного образца такой муфты получены хорошие результаты. Испытания электробура проводятся в этом году.

Конторой опытного направленного бурения проводятся испытания отклонителей, ротационного двигателя и турбобура, изготовленных по проектам лаборатории № 11 ВНИИПодземгаза.

Проводятся также работы по проектированию управляемых аппаратов для вращательного бурения Укрспрошахтом.

Создание управляемых и контролируемых с поверхности земли буровых аппаратов обеспечит в

дальнейшем коренное решение вопроса бурения наклонных скважин по угольному пласту.

Работы по освоению бурения наклонных скважин проводились на действующих или подготавливаемых

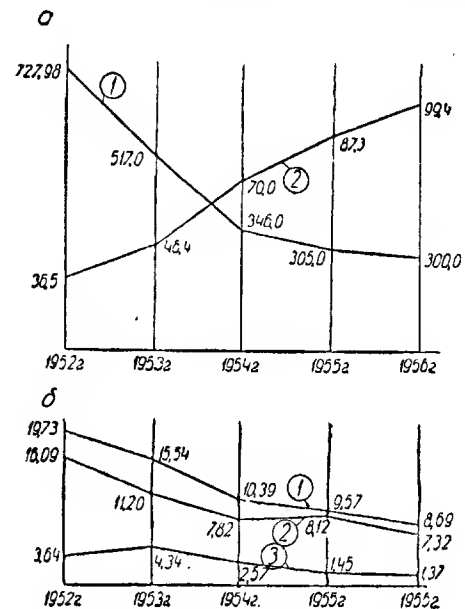


Рис. 3. а — технико-экономические показатели по бурению наклоннонаправленных скважин:
1 — стоимость бурения 1 пог. м, руб.; 2 — скорость бурения, м/ст. мес;
б — затраты времени (в часах) на бурение 1 пог. м скважины:
1 — общее; 2 — производительное; 3 — непроизводительное

м к эксплуатации подземных газогенераторов. За истекший период Конторой пробурено 156 наклонных скважин общей длиной 43 600 м. Как видно из рис. 2, начиная с 1952 г., объем бурения по количеству пробуренных скважин и по общему метражу непрерывно возрастал. Некоторое снижение ожидаемого объема работ за 1956 г. объясняется уменьшением количества работающих станков на Лисичанской станции.

Существенно изменилась и характеристика скважин. В 1952 г. наибольшая глубина скважин не превышала 200 м, а в 1956 г. она достигает 680 м. Возросла и глубина обсадки с 78 м в 1952 г. до 445 м в 1956 г.

Несмотря на возрастающую сложность бурения в связи с указанным увеличением глубины скважины, из года в год улучшались технико-экономические показатели по их бурению, что объясняется улучшением технологии бурения и повышением степени его освоения.

Как видно из данных, приведенных на рис. 3, скорость бурения на станок в месяц с 36,5 м в 1952 г. возросла до 99,4 м в 1956 г. при соответствующем снижении стоимости 1 м скважины с 727 руб. 98 коп. до 300 руб. Уменьшилась и затрата времени на бурение 1 м с 19,73 час. в 1952 г. до 8,69 час. в 1956 г.

Указанное выше увеличение глубины наклонных скважин обусловлено необходимостью обеспечения в последующем подготовки подземных газогенераторов на нижних горизонтах.

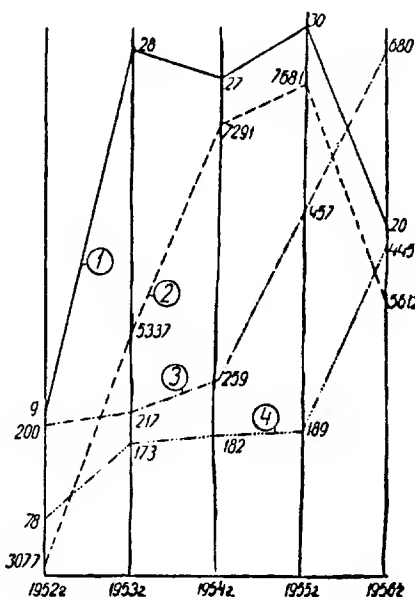


Рис. 2. Показатели объема выполненных работ по бурению наклоннонаправленных скважин:

- 1 — количество пробуренных скважин;
2 — общий метраж пробуренных скважин;
3 — наибольшая глубина скважины, м;
4 — наибольшая глубина обсадки, м

С этой целью были пробурены две опытные скважины по пласту L_4 до глубины 460 м при проектной глубине в 500 м. До проектной глубины скважины не добурили в связи с предстоящей их сбойкой воздухом высокого давления. Бурение этих скважин осуществлялось обычным инструментом, применяемым при бурении наклонных скважин с глубиной до 200 м. Буровые станки КАМ-500 были заменены станками Б-3. Заменена также буровая вышка старого типа вышкой, изготовленной по проекту КОНБ грузоподъемностью 25 т.

На основании опыта бурения первых двух глубоких скважин в текущем году проводится бурение наклонных скважин на газогенераторе № 19 пл. L_4 с глубиной по наклону 560 м.

РАЗРАБОТКА И ОСВОЕНИЕ МЕТОДОВ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНО-СБОЕЧНЫХ СКВАЖИН

Работы в области создания методов бурения из вертикальной или наклонной скважины горизонтальных каналов, предназначенных для сбойки наклонных скважин, пройденных по углю, проводились КОНБ в течение всего истекшего периода.

В результате создания специальных инструментов, а также наличия методов и опыта по управлению стволом скважины в вертикальной плоскости были проведены работы по проверке возможности выполаживания ствола наклонной скважины до выхода его на горизонтальное направление.

Первая опытная скважина пробурена в наносах с помощью профилированной трубы, предназначенной для бурения по выполаживающейся кривой. Скважина забурена под углом 36° к горизонту. Первые 2 м пробурены по прямой и затем начато бурение профилированной трубой. На глубине 34,5 м угол наклона ствола уменьшился до 1° , то есть практически вышел на горизонтальное направление. Средний набор угла при этом составил $1^\circ 05'$ на 1 м, то есть ствол пройден по кривой с радиусом 53 м.

В последующем успешно пробурены еще две опытные скважины № 79 и № 168. Эти скважины заданы по линии простирания угольных пластов с тем, чтобы при выходе стволов к линии горизонта можно было вскрыть угольный пласт и иметь возможность пройти горизонтальным участком ствола по углю. Бурение этих скважин осуществлялось колонковыми трубами с уступа.

Характеристика указанных скважин следующая:

Скв. № 79 Скв. № 168

Пласт, на который бурилась скважина:

индекс	L_4	L_8^1
мощность, м	1,2	0,7
Глубина залегания пласта в точке встречи		
стволом скважины, м	72,0	35,0
Угол забуривания, град.	50	32
Длина ствола, м	226,2	159,1
в том числе:		
по породе	107,9	91,4
по углю	118,3	67,7
Диаметр обсадки колонны, сек.	6	6
Диаметр бурения под колонну, мм	296	230

Длина горизонтального участка ствола, пройденного по углю, не является предельной по обеим

скважинам. Ствол скважины № 79 вышел на вентиляционную сбойку, на которую он и задавался для осуществления контроля, чем исключалась возможность дальнейшего его прохождения. Длина ствола скважины № 168 ограничилась выходом его в выгазованное пространство.

Условия забуривания скважины № 168 приближены к условиям бурения таких скважин на Подмосковской станции «Подземгаз» с целью проверки выданных Конторой рекомендаций.

Технико-экономические показатели бурения указанных скважин определяются следующими данными.

Скв. № 79 Скв. № 168

Скорость бурения, м/ст. мес:		
средняя	134,0	160,7
по породе (с креплением)	110,0	175,0
по углю	167,0	144,0
Себестоимость 1 пог. м ствола, руб.-коп.:		
средняя	36',0	203,7
ствола по породе	402,0	262,7
ствола по углю	330,0	121,30

Скважина № 168, по окончании бурения, была разожжена с последующим выгазовыванием через нее угля. За время ее эксплуатации выгазовано 3235,4 т угля со средней теплотворностью полученного газа 1183 ккал/м³.

Таким образом, затраты по бурению скважины на 1 т выгазованного угля составили 10 руб.

Полученные при бурении указанных скважин результаты подтвердили правильность применяемых расчетов построения трассы и бурения криволинейных участков скважины, а также реальную возможность бесшахтной подготовки подземных газогенераторов бурением наклонных и наклонно-сбоечных скважин по схеме, приведенной на рис. 1.

На основании полученных результатов начато бурение наклонно-сбоечных скважин с общей глубиной до 700 м при длине горизонтального участка до 250 м на промышленных газогенераторах Лисичанской станции «Подземгаз», подготавливаемых бесшахтным способом. Начато также освоение этого вида бурения на других станциях «Подземгаз».

Бурение наклонно-сбоечных скважин по мере увеличения глубины встречи угольного пласта серьезно осложняется отсутствием достаточно точного прибора для измерения азимутов и неосвоенностью методов управления стволом в горизонтальной плоскости. Так, по двум скважинам криволинейный участок ствола был пройден в соответствии с проектной трассой, но в результате азимутального отклонения ствола уголь не встречен на требуемой глубине.

* *
*

Результаты, достигнутые Конторой опытного направленного бурения в области бурения наклонных скважин по угольному пласту, позволяют считать, что бурение таких скважин по пластам угля мощностью выше 0,6 м и глубиной до 500 м является освоенным.

Бурение промышленных наклонно-сбоечных сква-

жин будет освоено в ближайшие годы и станет одним из основных видов работ по бесшахтной подготовке подземных газогенераторов.

Для коренного совершенствования технологии бурения наклоннонаправленных скважин и обеспечения освоения бурения наклонно-сблочных скважин необходимо разработать метод предупредительного контроля положения ствола относительно угольного пласта, создать прибор для измерения азимутов в ферромагнитной среде и управляемые буровые аппараты. К решению этих задач должны быть при-

влечены Львовский институт машиноведения и автоматики АН УССР, Институт автоматики и телемеханики АН СССР, отстранившийся в течение последних 3 лет от работ по созданию контроля при бурении, а также др. научно-исследовательские и проектные институты.

Необходимо ускорить создание экспериментального цеха при Горловском машиностроительном заводе для обеспечения своевременного изготовления опытных образцов аппаратов и бурового инструмента.

Об оптимальных условиях работы подземных газогенераторов на подмосковной станции „Подземгаз“

В. И. ПАНЬКОВСКИЙ

Подмосковная станция «Подземгаз»

Проводившиеся ранее анализы работы подземных газогенераторов Подмосковной станции «Подземгаз» обычно недостаточно определенно выявляли оптимальные условия процесса газификации угольного пласта.

Это вызывалось тем, что при анализе усреднялась работа скважин с хорошими и неудовлетворительными результатами, а также непостоянным геологическим характером залегания угольного пласта, даже в пределах небольшого участка подземных газогенераторов.

В настоящей статье делается попытка выявить оптимальные условия и результаты процесса газификации по отдельным скважинам подземного газогенератора № 2 за 1953—1954 гг., где на значительной площади были сравнимые геологические условия залегания пласта и его мощности (рис. 1).

Для анализа нами была исследована работа 68 скважин газогенератора № 2, где было получено 100 335 тыс. м^3 газа с низшей теплотворностью в 945 $\text{ккал}/\text{м}^3$. Геологические и гидрогеологические условия участка, где расположены скважины, были вполне удовлетворительными: угольный пласт в основном простого строения и только в отдельных случаях был расслоен пропластками глины от 2 до 4 угольных пачек; пропластков песка почти не наблюдалось; вмещающими угольный пласт породами были глины мощностью от 1 до 10 м и лишь тремя скважинами (№№ 730, 748, 908) был вскрыт песок в почве пласта; мощность угля в пласте в среднем была 3 м.

Бурение скважин производилось по сетке 25×30 и 25×25 м.

Средняя глубина скважин до подошвы угольного пласта составляла 50 м, диаметр обсадной колонны 200 мм в свету. При бурении скважин особых осложнений не наблюдалось, за исключением частичного поглощения рабочего раствора в тульских известняках.

Во время работы газогенератора было установлено, что при мощности угольного пласта выше 2 м

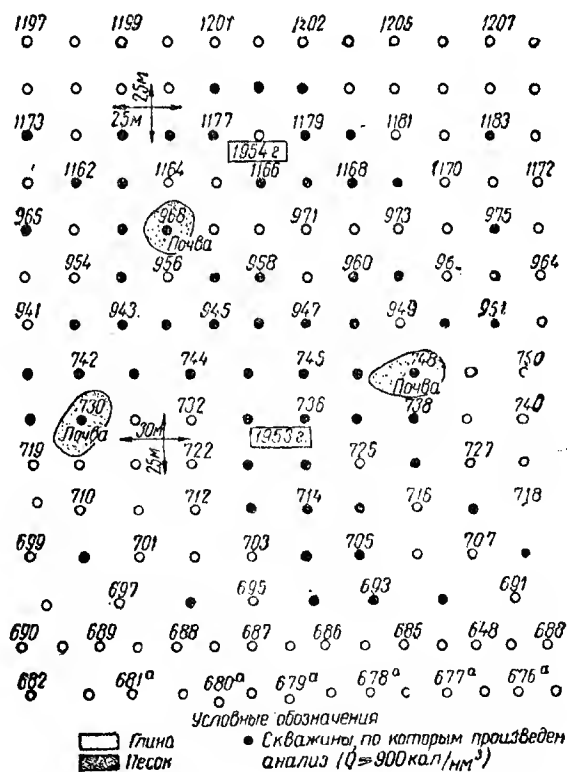


Рис. 1. Сетка скважин подземного газогенератора № 2

принятая обсадка колонны в угольный пласт на 1,2 м от кровли пласта приводит к большим потерям угля, поэтому по группе скважин №№ 965—969 и №№ 1161—1196 и в дальнейшем, как правило, об-

садные колонны заглублялись в нижнюю часть угольного пласта, то есть на $\frac{2}{3}$ его мощности.

Сбойка скважин газогенератора № 2 производилась воздушным дутьем.

Основные данные воздушной сбойки скважин:

Начальное давление воздушного дутья, $кг/см^2$	3,1
Начальный расход воздушного дутья, $нм^3/час$	230
Расстояние между скважинами, $м$	25
Продолжительность сбойки, сут.	33
Скорость сбойки, $м/сут$	0,91
Среднее давление дутья, $кг/см^2$	2,7

Групповая воздушная сбойка скважин производилась на дутьевые скважины, в которые подавалось дутье на газификацию; газ отводился по прямому газоотводу, то есть из противоположных газоотводящих скважин.

Приводим средние результаты работы скважин по газификации газогенератора № 2:

Расход воздушного дутья в одну скважину, $нм^3/час$	2800
Количество газа, отведенное через одну скважину, (при 20°C), $нм^3/час$	2600
Низшая теплотворность газа, $ккал/нм^3$	945
Время работы одной дутьевой скважины, сут.	23
Выгазовано угля одной скважиной (сетка 25×25 $м$), $т$	1500
Средние потери угля, %	34,4

Средний состав газа был следующий (в объемных %):

$H_2S = 1,2$	$CO = 9,0$
$CO_2 = 15,7$	$H_2 = 17,1$
$O_2 = 0,4$	$CH_4 = 1,6$
$C_mH_n = 0,2$	$N_2 = 54,8$

При анализе работы скважин выяснилось, что большее значение для газификации угольного пласта имеет правильный выбор глубины обсадки скважины в угольный пласт. Как известно из предыдущего, на газогенераторе № 2 работало две группы скважин с разной глубиной обсадки колонн в угольный пласт; средние результаты работы этих скважин приводятся в табл. 1.

Таблица 1

Наименование	Единица измерения	Обсадка колонны на 1,2 $м$ в угольный пласт	Более заглубленная обсадка колонны (угольный зумпф 1 $м$)
Сбойка скважин			
Давление воздушного дутья	$кг/см^2$	2,80	2,35
Расход дутья на одну скважину	$нм^3/час$	810	580
Число дней сбойки	—	33	32
Скорость сбойки	$м/сут$	0,89	0,86
Газификация			
Расход дутья на одну скважину	$нм^3/час$	3000	2600
Отвод газа из одной скважины (при 20°C)	—	2800	2150
Низшая теплотворность газа	$ккал/нм^3$	935	945
Время работы одной дутьевой скважины	сут.	17	33
Выгазовывание угля одной скважиной	$т$	976	1350
Потери угля	%	43	17

Как видно из табл. 1, при всех остальных сравнимых данных, и главное по теплотворности, скважины с большим заглублением колонны в угольный пласт имели следующие преимущества: расход воздушного дутья на сбойку меньше на 14,0%; время работы на газификации больше на 16 суток; потери угля вдвое меньше средних по станции.

На газогенераторе № 2 наилучшие результаты работы наблюдались при интенсификации дутья при подачах от 2000 до 3000 $нм^3/час$ воздуха в одну скважину.

Так, скважина № 1180 при приеме воздушного дутья 2550 $нм^3/час$ работала 74 дня, давала газ с низшей теплотворностью 905 $ккал/нм^3$ и при этом было выгазовано 3200 $т$ угля. Подача же дутья больше 3000 $нм^3/час$ в одну скважину всегда приводила к снижению теплотворности газа и в дальнейшем к расстройству процесса газификации.

Изменение дутьевого режима во время газификации, даже в пределах 200—300 $нм^3/час$ воздуха, отрицательно сказывалось также на теплотворности газа. Такое влияние режима дутья, по всей вероятности, следует связывать с поведением кровли, то есть со скоростью оседания надугольных пород.

Получению хорошей теплотворности газа способствует отвод его из первых газоотводящих скважин к дутьевым.

При подаче воздушного дутья 2260 $нм^3/час$ в скважину № 960 теплотворность газа была: на первой газоотводящей скважине (25 $м$) 956 $ккал/нм^3$; на второй (50 $м$) — 822 $ккал/нм^3$ и на третьей (75 $м$) — 739 $ккал/нм^3$. Таким образом, из подземного газогенератора газ следует отводить, как правило, через ближайшие к дутьевым газоотводящие скважины.

В дальнейшей работе станция применила результаты анализа работы газогенератора № 2 в части: глубины обсадки колонны скважины в угольный пласт, ведения дутьевого режима и отвода газа только из ближайших газоотводящих скважин (условный канал длиной 25 $м$).

При системе газификации с прямым газоотводом и при воздушной сбойке скважин станция достигла лучших результатов работы подземных газогенераторов № 4, № 7 и № 9, которые давали основное количество газа (до 75%) за период с июля 1955 г. по апрель 1956 г., показанных в табл. 2. При этом в январе 1956 г. была достигнута наиболее высокая выработка газа за все время эксплуатации станции, проектная мощность была перекрыта на 111%.

Анализ работы подземных газогенераторов № 2, № 4, № 7 и № 9 позволяет сделать следующие выводы-рекомендации для выработки газа с низшей теплотворностью в 900 $ккал/нм^3$:

вмещающими угольный пласт породами желательно иметь глины мощностью не менее 1,5—2 $м$, мощность угля в среднем 2 $м$;

угольный пласт должен быть без существенных прослоев пород или высокозольных углей ($A^c > 45\%$);

Таблица 2

Наименование	Единица измерения	1955 год						1956 год				Итого
		июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	
Количество сбитых скважин	—	21	6	12	25	8	25	12	13	20	9	151
Скорость сбойки	м/сут	1,3	0,45	0,55	0,58	0,53	0,5	0,55	0,73	0,68	0,63	0,62
Количество валового газа	тыс. м ³	31 520	32 843	31 936	34 942	36 163	40 200	42 719	40 974	39 935	30 707	361 939
Низшая теплотворность	ккал/м ³	825	857	852	870	804	839	847	852	845	881	847
Потери угля	%	17	19,3	25,8	34,7	20,4	24,8	27,5	26,6	26,4	16,7	23,1
Удельный расход электроэнергии	квт-ч на 1000 м ³ газа	99,3	90,1	92,5	92,5	99,1	91,8	92,4	98,2	97,7	103	95,7
Выполнение плана по товарному газу	%	102,6	107	104,8	102,8	101,9	104,4	109,5	112,3	102,4	91,7	104
Статическое давление	мм рт. ст.	505	506	402	447	462	450	452	428	426	465	454

Примечания: Количество газа определено при 20°C.

В апреле 1956 г. на газогенераторах отработаны были основные запасы угля.

средневзвешенная зольность на сухую массу топлива до 35%;

обсадные колонны скважин заглублять на $\frac{2}{3}$ мощности угольного пласта, чтобы вскрытая часть угольного зумпфа скважины была не более 30—35% от мощности угля при мощности пласта выше 2 м;

зумпфы в угольном пласте разбуриваются до поч-вы при наличии песков, последние закреплять химическим способом;

при воздушной сбойке начальный расход воздуха должен быть 300—500 м³/час при давлении до 3—4 атм;

оптимальный расход дутья для газификации в

одну скважину в пределах от 2000 до 3000 м³/час, изменение дутьевого режима недопустимо;

газоотвод должен осуществляться, как правило, через первые газоотводящие скважины на первых 25 м условного огневого канала, так как отвод газа в дальние скважины приводит к снижению теплотворности газа по 100 ккал/м³ через каждые последующие 25 м.

Кроме того необходима разработка и испытание более эффективных технологических схем газификации угольных пластов с применением новых видов подготовительных работ (сбойка скважин) в геологических условиях, когда в почве или в кровле залегают пески.

Опыт соединения по угольному пласту вертикальных скважин с наклонными

Н. А. ФЕДОРОВ, С. П. ГОЛГЕР

ВНИИПодземгаз

При подземной газификации каменноугольных пластов часто необходимо соединять по угольному пласту вертикальную скважину с наклонной, пробуренной по падению этого пласта. Такая система скважин позволяет, например, использовать наклонную скважину в качестве первоначального канала газификации. Необходимость в этом возникает также при организации работ по осушению угольного пласта, при изучении динамики газообразования в наклонном канале газификации и в целом ряде других случаев.

Существующая техника бурения скважин не обеспечивает пересечения вертикальной скважины с каналом наклонной. Почти всегда забой вертикальной скважины оказывается смещенным от трассы наклонной скважины. На Лисичанской станции «Подземгаз» при глубине вертикальных скважин до 150 м это смещение достигает 5 м.

Для соединения таких скважин между собой мы

рекомендуем способ сбойки с помощью нагнетания воды в вертикальную скважину. Способ испытан нами на опытном участке пласта Л¹₈ Лисичанской станции «Подземгаз» в 1955 г. и он дал хорошие результаты. Средняя мощность пласта, по которому производилась сбойка, составляет 0,85 м, угол падения — 35—40°, боковые породы представлены глинистыми и песчано-глинистыми сланцами¹.

Процесс сбойки протекал следующим образом: после промывки законченных строительством скважин вертикальная скважина заполнялась полностью водой, затем к ней подключался насос ЗИФ-200 (давлением до 40 кг/см²) или ЗЦН (давлением до 80 кг/см²) и давление воды повышалось до 40—50 атм. Это давление поддерживалось до образования соединения между скважинами, при этом часть

¹ В испытании принимали участие инж. Полосин И. А. и инж. Ветров Н. Н.

воды от насоса сбрасывалась в отстойник. Окончание сбойки фиксировалось резким снижением давления в линии нагнетания и выходом воды из наклонной скважины. Последующая проверка подачи сжатого воздуха подтверждала наличие сообщения между скважинами. Средние показатели, полученные при проведении испытаний, приведены в таблице.

Участок сбойки		Расстояние между забоем вертикал. скв. и каналом наклонной, м	Глубина верт. скв., м	Время сбойки, час.	Максимальное давление, атм	Расход воды, м³
№ накл. скв.	№ вертик. скв.					
134	582	0,5	121,32	4,3	40	60
132	586	0,7	122,10	4,0	45	3
129	565	0,5	97,45	3,8	40	6
130	564	0,5	97,30	5,2	50	Не измер.
129	559	5,0	113,36	4,5	50	10

Механизм сбойки можно представить следующим образом.

Вода, находясь в вертикальной скважине под давлением, превышающим давление горных пород, проникает в трещины угольного пласта и увеличивает их — происходит гидравлический разрыв угольного пласта. За счет поддерживающегося перепада давления между скважинами участок пласта угля механически разрушается с выносом отдельных кусков угля в ствол наклонной скважины. В конечном счете создается свободное сообщение между скважинами.

Минимальное давление воды может быть определено из условия разрыва пласта:

$$P_{\min} = \frac{\gamma_n H}{10} + 5 \text{ кг/см}^2,$$

где γ_n — средний удельный вес пород, определяемый по разрезу горных пород, пересекаемых вертикальной скважиной ($\gamma_n 2,5$ — $3,0 \text{ кг/см}^3$);

H — глубина вертикальной скважины, м.

Однако рассчитанная таким образом величина давления воды может оказаться недостаточной для соединения скважин. В зависимости от расстояния между скважинами необходимое давление может оказаться больше P_{\min} .

Это давление может быть рассчитано из условия сдвига одних частей угольного пласта относительно других по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{сдв}} = \frac{F_{\text{сдв}}}{S_{\text{сдв}}},$$

где $F_{\text{сдв}}$ — сила сдвига, кг;

$S_{\text{сдв}}$ — поверхность сдвижения, см^2 .

$$F_{\text{сдв}} = P \cdot d_v \cdot d_n,$$

$$S_{\text{сдв}} = 2 \cdot d_n \cdot l,$$

где P — давление в скважине, кг/см^2 ;

d_v — диаметр вертикальной скважины, см;

d_n — диаметр наклонной скважины, см;

l — расстояние между скважинами, см.

Произведение $d_v \cdot d_n$ представляет собою площадь, на которую действуют усилия, вызывающие сдвиг угля (рис. 1).

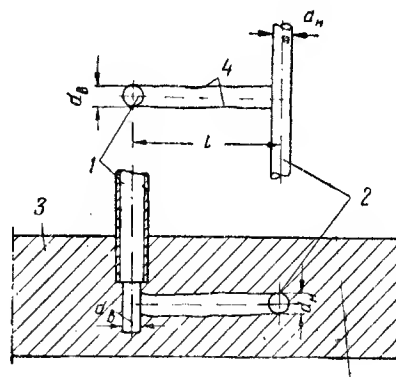


Рис. 1:

1 — вертикальная скважина; 2 — наклонная скважина; 3 — угольный пласт; 4 — условная поверхность сдвига; l — расстояние между скважинами

$2d_n$ — условный периметр сдвига (при условии, что в плоскостях напластования произошло разрушение за счет гидравлического разрыва).

Подставляя значения входящих величин, получим:

$$\sigma_{\text{сдв}} = \frac{P \cdot d_v \cdot d_n}{2d_n \cdot l},$$

откуда необходимое давление воды будет

$$P = \frac{2 \cdot l \cdot \sigma_{\text{сдв}}}{d_v}$$

(значение $\sigma_{\text{сдв}}$ можно брать от 10 до 20 кг/см^2).

О влиянии статического давления в подземном газогенераторе на показатели процесса газификации¹

Канд. техн. наук В. С. ЗАГРЕБЕЛЬНАЯ
ВНИИПодземгаз

Статическое давление в подземном газогенераторе является очень важным технологическим фактором, влияющим на ход процесса газификации и на его конечные результаты. Вопрос о влиянии статического

давления на отдельные параметры процесса подземной газификации до последнего времени почти не освещался в литературе.

В основу настоящей статьи положены результаты работы подземных газогенераторов Подмосковной станции «Подземгаз» за период 1949—1956 гг.

¹ В работе принимала участие инж. Казачкова С. Ц.

МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДАННЫХ

Статическое давление в газогенераторах Подмосковной станции обычно измеряется на расстоянии 75—100 м от примерной линии огневого забоя на головках отгазифицированных скважин.

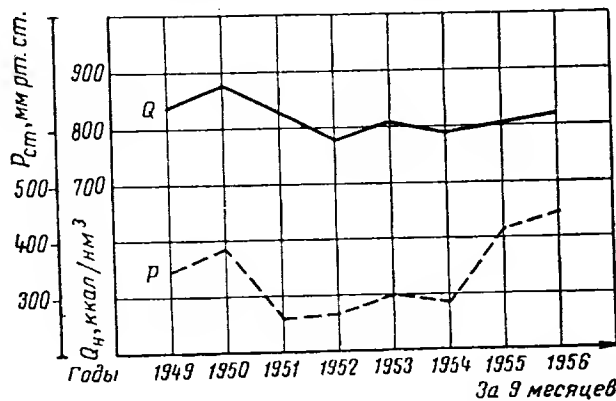


Рис. 1. Изменение статического давления и теплотворности газа за 1949—1956 гг.

Измерение производится ртутным U-образным манометром, 2—3 раза в сутки в 5—7 точках на каждом газогенераторе. Среднее статическое давление по отдельным газогенераторам и по станции в целом определяется из всех произведенных измерений за сутки, месяц и т. д.

Для получения зависимости отдельных параметров от статического давления мы пользовались среднемесячными и среднесуточными показателями. Показатели теплотворности газа, влажности его и среднечасового расхода дутья для различных давлений усреднялись в интервалах через каждые 50 мм ртутного столба.

Среднесуточная теплотворность газа, получаемого из отдельных газогенераторов, определялась как средняя по данным анализов газа, выдаваемого газоотводящими скважинами за данные сутки. Большой статистический материал, накопленный за годы эксплуатации Подмосковной станции, позволил получить зависимости теплотворности и влажности газа, а также расхода дутья и утечек газа от статического давления.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ

В течение ряда лет (1951—1954 гг.) статическое давление в газогенераторах Подмосковной станции поддерживалось примерно на уровне 250—300 мм рт. ст. (рис. 1).

В 1955 г. в связи с прекращением работ на сосед-

них шахтах треста Скуратовуголь, давление в газогенераторах было значительно увеличено.

При этом предполагалось, что с повышением давления будет повышена средняя теплотворность газа. Такое предположение обосновывалось на результатах работы Подмосковной станции за 1950 г., когда станция работала при давлении 400—500 мм рт. ст., а средняя теплотворность газа за этот период была максимальной.

Незначительное повышение теплотворности газа за 1955—1956 гг. по сравнению с 1950 г. объясняется одновременным снижением интенсивности дутья (о чем будет сказано ниже), связанным с переходом работы станции на турбовоздуховки низкого давления.

За последние три года работы станции (1954—1956 гг.), когда статическое давление в генераторах колебалось в больших пределах, влияние его изменения на теплотворность газа и на величину утечек можно проследить по среднемесячным данным, приведенным на рис. 2.

Изменение среднемесячных значений статического давления в 1955 г. и связанные с этим изменения теплотворности газа, а также величины утечек его представлены в табл. 1.

Как видно из приведенной таблицы, увеличение давления, начиная с июля месяца, привело к существенному повышению теплотворности газа.

Если исключить данные за июль как переходные и нехарактерные, то можно установить, что повышение давления во 2-м полугодии на 75 мм рт. ст. по

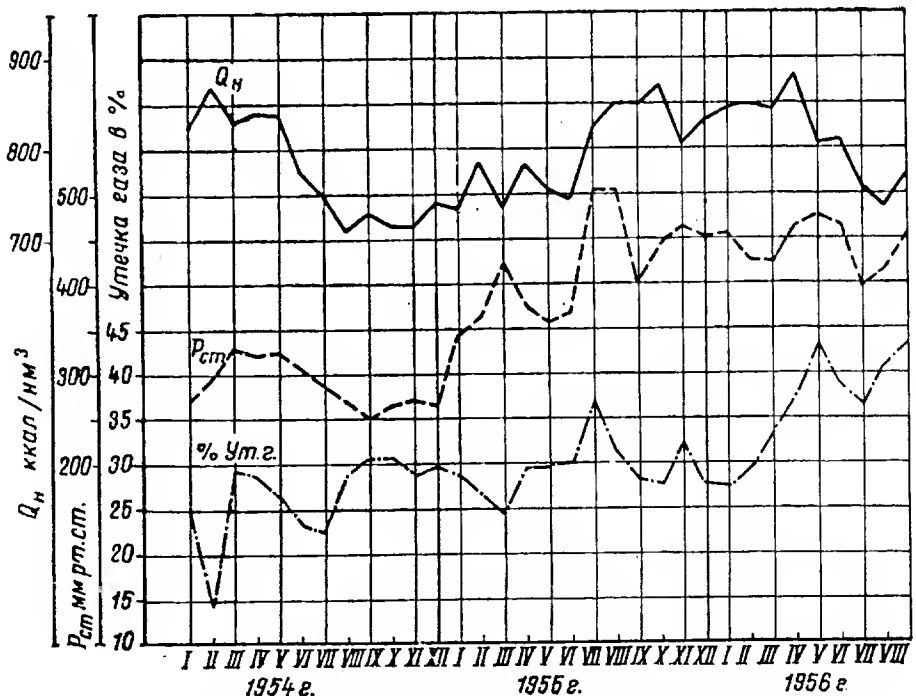


Рис. 2. Изменение статического давления, теплотворности и утечек газа за 1954—1956 гг.

сравнению с 1-м полугодием сопровождалось ростом теплотворности газа почти на 100 ккал/м³. Количество утечек газа при этом увеличилось незначительно.

Зависимость теплотворности газа от статического

Таблица 1

Месяцы	$P_{ст}$, мм рт. ст.	Q_H^H , ккал./мм ³	Утечка газа, %
Январь	342	735	28,5
Февраль	364	788	26,6
Март	427	732	24,6
Апрель	371	782	29,4
Май	358	759	29,6
Июнь	368	747	30,0
Июль	505	825	37,5
Август	506	857	31,3
Сентябрь	403	852	28,0
Октябрь	448	870	27,4
Ноябрь	463	804	32,4
Декабрь	450	839	27,8
Всего за 1955 г.	418	800	29,5

давления более наглядно показана по среднесуточным данным за май-август 1955 г. (рис. 3). Усреднение произведено в интервалах через 50 мм рт. ст. раздельно для каждого газогенератора. Из этого гра-

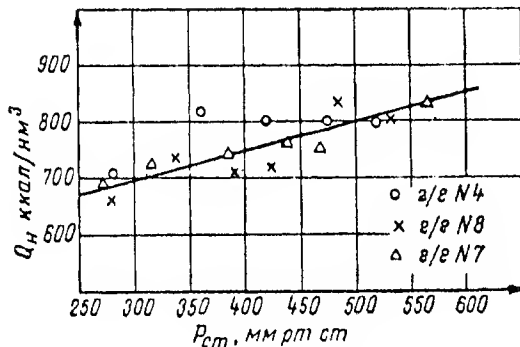


Рис. 3. Зависимость теплотворности газа от статического давления (данные за май-август 1955 г.)

фика видно, что все точки располагаются примерно на одной прямой и с увеличением давления теплотворность газа возрастает в линейной зависимости.

Изменение значений влажности газа от статического давления за тот же период времени показано на рис. 4.

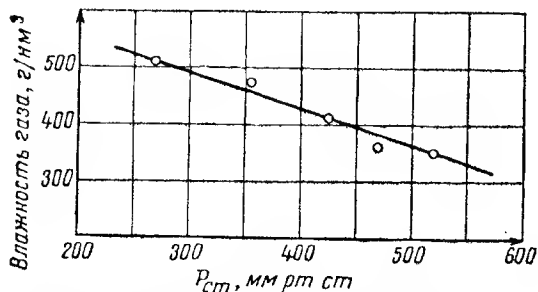


Рис. 4. Зависимость влажности газа от статического давления (данные за май-сентябрь 1955 г.)

Поскольку измерения влажности газа производились только 3-4 раза в месяц и имеется весьма ограниченное количество данных, приводим общие показатели по станции за май-август 1955 г., усредненные в тех же пределах давлений (табл. 2).

Таблица 2

№ газогенераторов	Количество точек	Давление, мм рт. ст.	Влажность, г./мм ³
4, 7	4	258	508
4, 7, 8	7	349	472
4, 7, 8	24	424	412
4, 8	5	470	364
4, 7, 8	24	519	355

Увеличение статического давления в подземном газогенераторе приводит к некоторому отжиму пластовой воды, вследствие чего количество влаги в газе понижается.

Приведенные данные с полной очевидностью показывают положительное влияние повышения статического давления на теплотворность газа.

При неизменном давлении в воздухопроводе (0,9 атм) повышение статического давления в газогенераторе до 500 мм рт. ст. приводит к одновременному снижению расхода дутья на каждую скважину с 2,5—3 тыс. мм³/час до 1,5—1,3 тыс. мм³/час.

Однако при имеющихся дутьевых средствах Подмосковной станции (турбовоздуходувка с давлением нагнетания 0,9—1 атм) повышение статического давления не позволяет работать на больших расходах дутья (вместо 2,5—3 тыс. мм³/час в скважину подается менее 1,5 тыс. мм³/час), что влияет отрицательно на теплотворность газа.

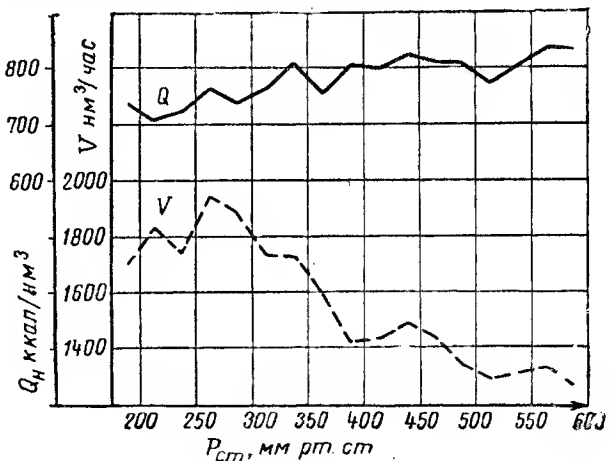


Рис. 5. Зависимость расхода дутья и теплотворности газа от статического давления (данные по г/г № 7 за 1955—1956 гг.)

Изменение расхода дутья и теплотворности газа от статического давления определено по данным работы газогенератора № 7 за 1955—1956 гг. и показано на рис. 5. Усреднение проводилось по давлению в интервалах через 25 мм рт. ст.

Всего для построения кривой использовано 2970 показаний по расходу дутья и 2837 — по теплотворности газа.

Резкое снижение расхода дутья при возрастании статического давления до 350 мм рт. ст. и выше согласно вышесказанному должно было бы вызвать снижение теплотворности производимого газа, однако, поскольку повышение статического давления в газогенераторе приводит одновременно к понижению обводненности, влияние повышения давления в дан-

ном случае превалирует над влиянием снижения расхода дутья.

Поэтому, как показано на рис. 5, несмотря на резкое снижение расхода дутья при повышении статического давления, теплотворность газа не только не упала, но даже несколько увеличилась.

Если бы при повышении давления в газогенераторе не было снижения расхода дутья, то теплотворная способность газа выросла бы в еще большей степени.

Повидимому, этим и объясняются относительно небольшие значения теплотворности газа, показанные на рис. 1 и на рис. 3 за 1955 г. и 1956 г. по сравнению с данными предыдущих лет при одинаковом статическом давлении.

Таким образом, изменение теплотворной способности газа в зависимости от статического давления в газогенераторе определяется преимущественно двумя факторами, действующими в противоположных направлениях — изменением расхода дутья и степенью обводненности.

С точки зрения величин утечек газа приведенные данные можно считать менее показательными, так как с увеличением давления прирост утечек должен быть, повидимому, большим.

Закономерность изменения утечек газа в зависимости от статического давления трудно выявить, так как имеется ряд других существенных факторов, также влияющих на величину утечек газа: горногеоло-

гические условия залегания угольного пласта, газопроницаемость вмещающих пласт пород и самого угольного пласта, а также система подвода дутья и отвода газа и многие другие. Поэтому на рис. 2 имеется некоторое несоответствие между изменением статического давления и утечками газа.

Сравнение средних данных за 1954 и 1955 гг. показывают, что в 1954 г. при работе газогенераторов № 2 и № 5-а среднегодовое статическое давление составило 288 мм рт. ст., утечки же газа составляли 24,6%, а в 1955 г. при работе газогенераторов №№ 4, 7 и 8 среднее давление — 418 мм рт. ст., утечки газа — 29,5%. На газогенераторе № 2, который давал $\frac{2}{3}$ всего количества газа, угольный пласт залегал в глинах, а на газогенераторах №№ 4 и 7 в кровле и почве пласта лежат мощные пески. В этом случае повышение давления вызывало гораздо больший рост утечек, чем по данным одного 1955 г.

Учитывая все вышесказанное, можно считать, что для повышения теплотворной способности газа в условиях, аналогичных условиям Подмосквонной станции «Подземгаз», целесообразно поддерживать повышенное статическое давление, однако с расходом дутья на одну скважину не менее 2000 $\text{м}^3/\text{час}$.

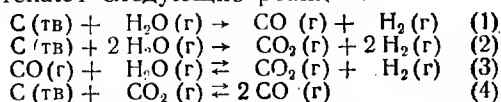
Представляется целесообразным по мере накопления эксплуатационных данных в условиях других станций подземной газификации углей производить подобную оценку полученных результатов.

Исследование кинетики реакции конверсии окиси углерода водяным паром в присутствии золы лисичанского угля

Г. В. ГРЕБЕНЩИКОВА

ИГИ АН СССР

При газификации твердого топлива на паро-воздушном дутье в восстановительной зоне газогенератора протекают следующие реакции:



Реакция конверсии окиси углерода (3) играет большую роль в процессе взаимодействия водяного пара с углеродом топлива [1, 4, 5, 12] и влияет на состав получаемого газа. Поэтому для определения условий получения газа заданного состава необходимо изучить факторы, влияющие на скорость протекания реакций конверсии окиси углерода (3).

В 1951—1954 гг. ВНИИПодземгазом (Г. О. Нусинов, Г. П. Зыбалова, М. А. Кулакова) были проведены исследования по изучению динамики газообразования в подземном газогенераторе при газификации на воздушном дутье [7, 8, 9, 10]. Этими исследованиями было установлено заметное изменение состава газа в сторону увеличения концентрации CO_2 и H_2 и уменьшения концентрации CO в сравнении

с составом газа, получаемого в промышленных наземных газогенераторах.

На основании результатов этих исследований было сделано предположение, что в подземном газогенераторе при наличии пара от испарения грунтовых вод имеет место реакция (3), в значительной мере определяющая конечный состав газа и его теплотворную способность.

Анализ результатов опытов по изучению динамики газообразования позволил также установить, что общее снижение теплотворности газа за счет протекания реакции конверсии окиси углерода водяным паром составляет 100—150 ккал на 1 м^3 газа. Авторы объясняют это снижение разбавлением газа углекислотным балластом [6, 9].

В работах [2, 11, 13], опубликованных в 1951—1953 гг., также показано, что кокс и зола являются в значительной степени активными катализаторами рассматриваемой реакции в интервале температур 600—900° С.

Накопленный в настоящее время экспериментальный материал позволяет утверждать о важной роли

реакции конверсии окиси углерода в процессе подземной газификации углей.

Кинетика рассматриваемой реакции изучена детально на железоокисных катализаторах [3,14].

При испытании промышленных катализаторов выявлено влияние окислов некоторых металлов [14]. Так например, окислы Pb, Al, Cu, K являются промоторами для железоокисного катализатора, а добавка MgO улучшает его механическую прочность и стойкость к каталитическим ядам. Изучению закономерностей реакции (3) при протекании ее в присутствии кокса и золы до сих пор не уделялось должного внимания ни в отечественной, ни в зарубежной литературе.

До настоящего времени еще не ясным остается вопрос, какие именно окислы, входящие в состав золы, определяют ее активность. Целью настоящей работы является изучение кинетики реакции (3) в присутствии золы лисичанского угля и выяснение зависимости активности золы от ее химического состава.

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

Исследования кинетики реакции конверсии окиси углерода проводились в потоке, интервале температур 400—700°С, при атмосферном давлении. Схема лабораторной установки изображена на рис. 1.

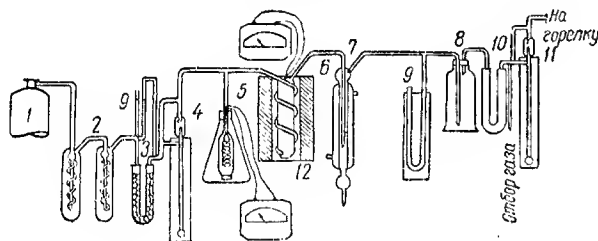


Рис. 1. Схема установки:

1 — баллон с СО; 2, 8 — поглотительные склянки Дрекслея; 4, 11 — реометры; 5 — парообразователь; 6 — реактор; 7 — холодильник; 9 — манометры; 3, 10 — хлорокальциевые трубки; 12 — тигельная печь (ТГ=0,2)

Окись углерода из баллона 1 поступала на очистку от примесей CO_2 и O_2 в склянки Дрекслея 2, первая из которых была заполнена 30%-ным раствором щелочи, а вторая — щелочным раствором пирогаллола. Затем для освобождения от примеси водяных паров окись углерода проходила U-образную трубку, заполненную хлористым кальцием.

После удаления примесей CO_2 , O_2 и водяных паров, с целью замера объема, окись углерода пропусклась через реометр 4 и далее направлялась на смешение с водяным паром. Последний получался в парообразователе с нихромовой спиралью, через которую пропусклась электрический ток. Парообразователь помещался в термостат.

Количество и скорость подачи пара регулировались нагревом спирали.

Смесь водяного пара и окиси углерода поступала в реакционный сосуд 6, состоявший из контактной трубки ($d=2,4$ см) с сеткой для катализатора, снабженной карманом для термопары, и змеевика ($l=70$ см). Реактор изготовлен из кварца. На сетку контактной трубки помещалось 4,5 см³ катализатора (высота засыпки 1 см). Нагрев реактора произво-

дился в тигельной печи 12. Температура катализатора измерялась с помощью хромель-алюмелиевой термопары, присоединенной к гальванометру. Периодически температура контролировалась потенциометром.

Во избежание конденсации пара вся система подвода пара обогревалась электрическим током до 200°С с помощью нихромовой спирали.

Газовая смесь из реакционного сосуда проходила через холодильник 7, где непрореагировавшие водяные пары конденсировались. Затем смесь газов направлялась в поглотитель 8 с 5%-ным раствором уксуснокислого кадмия и в склянку Дрекслея 10 с хлористым кальцием, после чего пробы газа отбирались для анализа.

Анализ газа производился на аппарате ВТИ. Кроме того, периодически проводился контроль на содержание углекислоты с помощью титрованного раствора щелочи.

Спротивление системы контролировалось двумя манометрами 9 и поддерживалось постоянным.

Исходя из предположения, что окислы железа, входящие в состав золы, определяют ее активность, были проведены опыты с золой лисичанских углей, доставленных с шахты им. Мельникова с различным содержанием окислов железа.

Для лучшего выжигания углерода зола подвергалась дополнительному обжигу в муфеле в течение 1,5—2 часов при 850°С. Химический состав исследуемых контактов, полученных из золы, приведен в табл. 1.

Таблица 1

Номер контак-та	Состав золы (в весовых %)						Окислы щел. металл.
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	SO_3	
I	52,48	17,38	5,24	4,16	1,34		
	(данные спектрального анализа)						
II	48,72	18,36	16,87	8,46	0,36	6,87	0,36
	(данные химического анализа)						
III	14,45	12,02	40,74	15,14	0,7		
	(данные спектрального анализа)						
IV	21,49	13,04	45,60	9,70	0,39	6,40	3,68
	(данные химического анализа)						

С целью выяснения роли диффузионных процессов в условиях исследований предварительно были проведены опыты с контактами одинакового состава, но различного зернения.

Из анализа полученных данных, приведенных в табл. 2, следует, что в опытах с фракциями золы 1—2 мм и 2—3 мм при температурах 400—500°С значения степеней конверсии в пределах ошибок опытов остаются примерно одинаковыми.

Степень конверсии изучаемой реакции определялась по формуле:

$$X = \frac{C_{\text{CO}_2}^{\text{к}}}{C_{\text{CO}_2}^{\text{к}} + C_{\text{CO}}^{\text{к}}}$$

где $C_{\text{CO}_2}^{\text{к}}$, $C_{\text{CO}}^{\text{к}}$ — концентрация (в объемных %) соответственно CO_2 и CO в конвертированном газе.

Таблица 2
Конверсия окиси углерода на контактах из различных фракций золы

Температура, °С	Фракция золы, мм	Время контакта, сек.	Степень конверсии, λ
400	1—2	0,25	0,0190
400	1—2	0,25	0,0164
400	2—3	0,24	0,0198
400	2—3	0,24	0,0230
500	1—2	0,22	0,0368
500	1—2	0,22	0,0364
500	2—3	0,21	0,0370
500	2—3	0,21	0,0380

Время контакта рассчитывалось по уравнению

$$\tau = \frac{v \cdot P \cdot 273 \cdot 3600}{v \cdot T},$$

где P — давление, атм;

T — абсолютная температура;

v — объемная скорость, литров парогазовой смеси на литр катализатора в час;

ν — доля свободного объема катализатора (для расчета принимали $\nu = 0,5$).

Сохранение одинакового значения степеней конверсии (см. табл. 2) при различных размерах зерен контакта означает, что реакция протекает в кинетической области. Все последующие исследования с контактами из золы проводились в кинетической области с фракцией зерен 2—3 мм.

ОПЫТЫ ПО ИЗУЧЕНИЮ ВЛИЯНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ЗОЛЫ НА СКОРОСТЬ РЕАКЦИИ

Эти опыты были проведены с контактами из золы различного состава (см. табл. 1). Все остальные условия — объем контакта 4,5 см³, температура 500°, объемная скорость 2700, соотношение пар/газ 2:1, а также условия приготовления контакта поддерживались постоянными. При этих условиях можно было сравнивать активность различных контактов в отношении реакции конверсии окиси углерода.

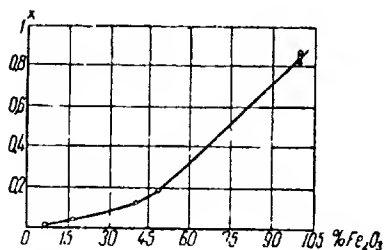


Рис. 2. Зависимость степени конверсии X реакции $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$ от % содержания окислов железа в золе ($t=500^\circ$, $\tau=0,21$ сек., соотношение пар/газ=2:1, $\text{CO} = 99,9\%$ в сухом исходном газе)

В результате опытов получена наглядная зависимость степени конверсии от количества окиси железа в контакте. Эта зависимость графически представлена на кривой рис. 2.

При содержании в золе 5% Fe_2O_3 степень конверсии при 500°С равна 0,004, при 45% Fe_2O_3 — 0,170.

Было установлено также влияние чистых окислов металлов (Al_2O_3 , CaO , MgO , Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , SiO_2), присутствующих в золе, на скорость изучаемой реакции. В этом случае для приготовления контактов применялись реактивы соответствующих окислов марки «х, р». В качестве двуокиси кремния брали зерна кварца крупностью 2—3 мм.

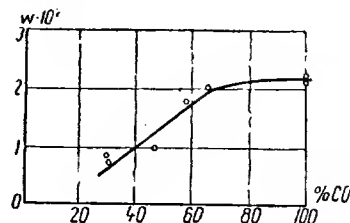


Рис. 3. Зависимость скорости реакции (3) от % содержания CO в исходном газе (зола II, $t=500^\circ$, $\tau=0,21$ сек., соотношение пар/газ=2:1)

Условия приготовления контактов для проведения опытов были аналогичными тем, какие применялись для золы.

В табл. 3 приведены результаты опытов, проведенных на контактах из различных окислов металлов.

Из данных этой таблицы следует, что степень конверсии окиси углерода возрастает при применении каждого последующего из перечисленных в табл. 3 окислов. В присутствии SiO_2 реакция $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$ не идет.

Таблица 3
Конверсия окиси углерода на контактах из чистых окислов металлов при 500°С

Окислы	Соотношение пар/газ	Время контакта τ , сек.	Степень конверсии, X
Al_2O_3	2:1	0,21	0,0114
CaO	2:1	0,21	0,0553
MgO	2:1	0,21	0,1590
Fe_2O_3	2:1	0,21	0,7140
Fe_3O_4	2:1	0,21	0,8620

Из анализа данных, полученных при изучении реакции конверсии CO на контактах из золы лисичанского угля и отдельных окислах металлов, замечено, что зола по своей активности занимает промежуточное положение между MgO и Fe_2O_3 .

Осюда можно сделать вывод, что при малом содержании MgO в золе каталитически активной составной частью ее является окись железа.

Поэтому, естественно, можно ожидать, что кинетические закономерности, установленные для реакции (3) на золе, не должны существенно отличаться от таковых при работе на чистой окиси железа.

Результаты последующих исследований с применением золы в качестве контакта служат подтверждением этого положения.

Опытами, проведенными при различных концентрациях CO в исходном газе, установлено, что при концентрациях CO примерно до 65% реакция конверсии окиси углерода (3) в присутствии золы протекает по первому порядку в отношении окиси углерода (рис. 3).

При дальнейшем повышении концентрации CO реакция изменяет порядок на нулевой. Итак, резуль-

таты опытов подтвердили сделанное ранее предположение о том, что наиболее активным компонентом золы является окись железа.

ОПЫТЫ ПО ИЗУЧЕНИЮ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА СКОРОСТЬ РЕАКЦИИ

Активность контактов из золы была определена при температурах: 400, 500, 600, 700°С. Проведенными опытами установлено, что повышение температуры вызывает резкое увеличение скорости реакции w^* и, следовательно, сильное изменение в составе конвертированного газа (рис. 4, табл. 4).

Таблица 4

Результаты опытов конверсии окиси углерода на контактах из золы лисичанских углей при различных температурах

Температура опыта °С	Соотношение пар/газа	Состав конвертированного газа в объемных %			Время контакта τ, сек.	Степень конверсии, X
		CO ₂	CO	H ₂		
400	2:1	2,13	95,95	2,00	0,24	0,021
500	2:1	10,72	78,75	10,47	0,21	0,120
600	2:1	16,37	67,20	16,43	0,19	0,197
700	2:1	35,86	27,74	36,30	0,17	0,567

В табл. 4 приведены средние значения X, полученные из двух или трех параллельных опытов при каждой из указанных температур.

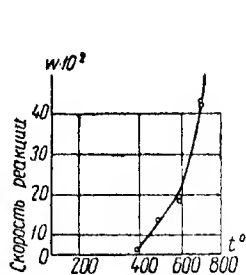


Рис. 4. Зависимость скорости реакции конверсии окиси углерода от температуры (зола IV, соотношение пар/газ=2:1, CO—99,9% в сухом исходном газе)

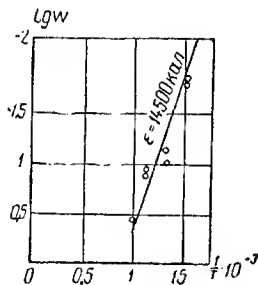


Рис. 5. Зависимость $\lg w$ реакции $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$ от температуры

Анализами состава конвертированного газа установлено также, что при всех исследуемых температурах реакция $2\text{CO} = \text{CO}_2 + \text{C}$ не имеет места.

При взаимодействии CO и H₂O в присутствии золы образуются только CO₂ и H₂, притом в эквимолекулярных количествах согласно стехиометрическому

* Скорость реакции (3) выражается количеством образующейся CO₂ в миллимолях в минуту на 1 г контакта.

уравнению реакции (табл. 4). Однако в процессе опыта наблюдалось потемнение золы. Это явление происходило не за счет протекания реакции $2\text{CO} = \text{CO}_2 + \text{C}$, а за счет фазовых превращений компонентов в самой золе ($\text{Fe}_2\text{O}_3 \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4$).

Установление скоростей реакции при различных температурах позволило определить кажущуюся энергию активации процесса конверсии.

Вычисленные значения скорости реакции в интервале температур 400—700° нанесены на график в координатах $(\lg w, \frac{1}{T})$.

По углу наклона прямой (рис. 5) определена кажущаяся энергия активации, равная 14 500 кал/моль.

Таким образом, в результате проведенных опытов установлено, что:

1) активность золы лисичанского угля, являющейся естественным контактом реакции конверсии окиси углерода, зависит от содержания окиси железа;

2) с увеличением содержания CO в исходном газе скорость реакции возрастает. Реакция $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$ идет по первому порядку в отношении окиси углерода;

3) в условиях подземной газификации углей реакция конверсии окиси углерода будет протекать тем интенсивнее при благоприятных температурах в восстановительной зоне (500—700°), чем выше будет содержание окиси железа в золе газифицируемого пласта.

* *

*

В заключение автор пользуется случаем выразить благодарность научному руководителю данной работы, профессору Н. В. Лаврову, а также научным сотрудникам В. В. Коробову и К. Б. Трифионовой за ценные советы и активное участие в обсуждении работы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кондаков В. В., Злотин Л. И., Сазонова К. А., Журнал химической промышленности, т. 14, № 21—22, 1937.
2. Лавров Н. В., Трифионова К. Б. Бюллетень «Подземная газификация углей», 1956, № 6.
3. Ройтер В. А., Гаухман С. С., Писаржевская Н. П. и Гвалия Т. М. Журнал прикладной химии, т. XVIII, № 7—8, 1945.
4. Рябцев И. И. Журнал химической промышленности, т. XII, № 4, 1935.
5. Шишаков Н. В. Основы производства горючих газов, Госэнергоиздат, 1948.
6. Отчет лаборатории ТППИГ ИГи АН СССР, 1954.
7. Отчет ВНИИПодземгаза по теме 12, 1951.
8. Отчет ВНИИПодземгаза по этапу I темы 3, 1952.
9. Отчет ВНИИПодземгаза по этапу III темы 8, 1955.
10. Отчет ВНИИПодземгаза и ИГи по теме 4, 1956.
11. Отчет ИГи АН СССР, Проблема «Подземная газификация углей», 1953.
12. Wicke E, M Rossberg, Zeitschrift für Elektrochemie, Bd. 57, № 8, 1953.
13. Ingles O. G. Australian Journal of Applied Science, Vol 4, № 3, p. 451—461, 1953.
14. Atwood K, Arnold M. R. Industrial and Engineering Chemistry, Vol. 45, № 2, p. 424—426, 1953.

Бурение скважин на выгазованное пространство с отбором керна

В. Г. СМЕРНОВ, Ю. А. ВАСИЛЕВИЧ

ВНИИПодземгаз

ДО НАСТОЯЩЕГО времени степень выгазовывания угольного пласта определяется расчетным методом путем подсчета запасов угля, подлежащих газификации на том или ином участке, и по количеству полученного с этого участка газа. Несомненно, что достоверность этого метода нуждается в практическом подтверждении.

Самым надежным способом практической проверки расчетного метода определения степени выгазовывания угольного пласта могло бы явиться вскрытие генератора после окончания процесса ПГУ горными работами. Но в связи с тем, что все отработанные газогенераторы в течение долгого времени продолжают оставаться под давлением газа действующих соседних газогенераторов, возможность вскрытия такого газогенератора отпадает.

Это обстоятельство диктует необходимость искать другие, наиболее простые, достаточно эффективные и в то же время наиболее экономичные пути и методы решения этого вопроса.

Одним из таких методов является бурение на газогенераторе ряда скважин с отбором керна в угольной зоне после выгазовывания угольного пласта.

Основным преимуществом этого метода является возможность его применения на любом отработанном газогенераторе при сравнительно небольших затратах времени и средств.

Однако, прежде чем приступить к его осуществлению, необходимо было:

1) создать противовыбросовую арматуру, применение которой позволило бы вести работы в скважине по отбору керна в условиях газового режима, так как все отработанные газогенераторы на Подмосковной станции «Подземгаз» продолжают оставаться под давлением газа;

2) создать специальные колонковые трубы для извлечения керна из выгазованного пространства, обеспечивающие максимальный выход керна с ненарушенной структурой и без воздействия на его промывочный жидкости;

3) разработать технологию бурения и наиболее рациональную конструкцию скважин, а также подобрать оборудование для проведения этих работ.

Разработкой всех этих вопросов и занималась лаборатория № 11 ВНИИПодземгаз на протяжении нескольких последних лет.

ПРОТИВОВЫБРОСОВАЯ АРМАТУРА

Противовыбросовая арматура издавна применяется в нефтяной промышленности при бурении скважин на месторождениях с высоким пластовым давлением для предотвращения выброса на поверхность нефти или газа. Как правило, противовыбросовая арматура, применяемая в нефтяной промыш-

ленности, рассчитана на высокие давления газа порядка 100—150 атм и применяется главным образом только при подъеме бурового инструмента после газопоявления. Что же касается конструкций вращающихся превентеров, то они до настоящего времени еще не имеют широкого практического применения в нефтяной промышленности.

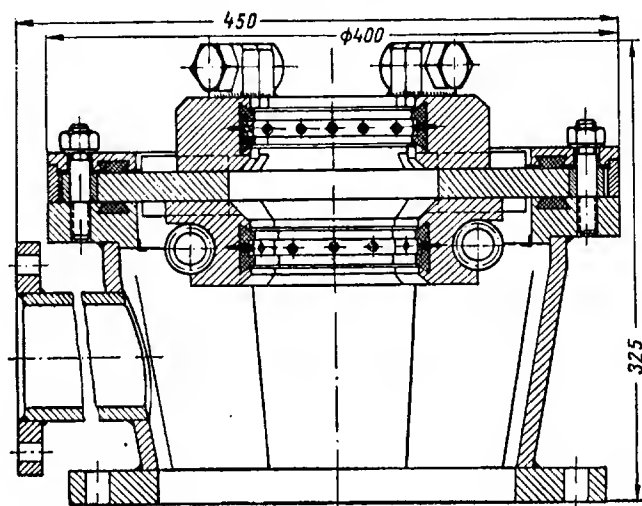


Рис. 1. Превентер типа ВП-3

В условиях ПГУ, где давление газа в скважине составляет всего несколько атмосфер, нецелесообразно использовать применяемую в нефтяной промышленности тяжелую противовыбросовую арматуру, которая, к тому же, не обеспечивает бурение скважин на выгазованное пространство в условиях постоянного газовыделения.

Поэтому в 1953 г. в лаборатории № 11 ВНИИПодземгаз ст. инж. Морозовой Р. Л. был спроектирован применительно к условиям ПГУ для использования его при бурении скважин на выгазованное пространство специальный вращающийся превентер ВП-2, обеспечивающий как в процессе бурения, так и при спуско-подъемных операциях полную герметизацию устья скважин.

Однако, не располагая таким превентером к моменту начала работ, той же лабораторией в 1956 г. был спроектирован и изготовлен в механическом цехе Подмосковной станции «Подземгаз» второй превентер типа ВП-3 (рис. 1) упрощенной конструкции, обеспечивающий только частичную герметизацию устья скважины, но позволяющий проводить работу по отбору керна в условиях газовыделения из скважины.

Превентер ВП-3 состоит из корпуса, внутри которого помещен вращающийся на роликах диск, в пазах которого двигаются верхние и нижние кулачки. Верхние кулачки служат для герметизации

устья скважины во время бурения, а нижние — в процессе спуско-подъемных операций.

Во избежание могущего произойти выброса газа через бурильные трубы, лабораторией № 11 был спроектирован и изготовлен одновременно с пре-вентером обратный клапан, состоящий из цилиндрического корпуса, внутри которого помещены шток с поршнем и пружиной. Обратный клапан монтируется в нижнем замковом соединении бурильных труб. Действуя только в одном направлении, он свободно пропускает в скважину промывочную жидкость, не допуская движения промывочной жидкости или газа в обратном направлении по бурильным трубам на поверхность.

ДВОЙНЫЕ КОЛОНКОВЫЕ ТРУБЫ

Для обеспечения максимального выхода керна и отбора его с ненарушенной структурой лабораторией № 11 еще в 1954 г. были спроектированы специальные колонковые трубы:

а) двойная колонковая гидравлическая труба КГ-1,

б) двойная колонковая пружинная труба КП-1. Принципиальная схема конструкции двойной колонковой трубы показана на рис. 2.

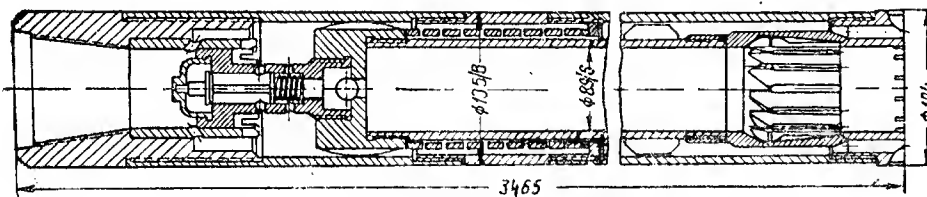


Рис. 2. Схема конструкции двойной колонковой трубы

Особенностью этих двойных колонковых труб является наличие в них кернорвательных устройств и приспособлений для удерживания керна внутри трубы в процессе подъема ее из скважины.

Вследствие простоты конструкции этих колонковых труб можно не останавливаться на подробном описании взаимодействия их деталей. Ограничимся только общим замечанием, что кернорватель гидравлической трубы срабатывает в момент снятия давления промывочной жидкости, а пружинной трубы — только после заполнения керном всей внутренней керноприемной трубы, которая, поднимаясь, освобождает пружины кернорвателя. Последние подрезают керн и удерживают его от выпадения в процессе подъема трубы из скважины.

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ВЫГАЗОВАННОЕ ПРОСТРАНСТВО

Опытное бурение скважин с отбором керна в зоне выгазованного пространства с применением противовыбросовой арматуры и двойных колонковых труб специальных конструкций проводилось в 1955 г. на отработанном газогенераторе № 2 Подмосковной станции «Подземгаз».

Бурение скважин на отработанных газогенераторах с полным отбором керна в угольной зоне после выгазования угольного пласта имеет свои

технологические особенности. Прежде всего следует отметить, что такие скважины бурятся в два этапа. На первом этапе бурение ведется сплошным забоем. При выгазовывании угольного пласта происходит обрушение кровли, вклекущее за собой оседание вышележащих горных пород вплоть до оседания дневной поверхности. Эти оседания вызывают появление в надугольной толще большого количества трещин, по которым при бурении в скважину из выгазованного пространства могут проникать газы. Учитывая это, лабораторией № 11 ВНИИПодземгаза была разработана следующая конструкция скважин.

С поверхности скважина забуривается долотом 13 3/4" под 10"-й кондуктор, который спускается в скважину на глубину 12—18 м с целью перекрытия верхних неустойчивых боковых пород. При этом был предусмотрен цементаж затрубного пространства. На 10"-й кондуктор устанавливается противовыбросовая арматура. Дальнейшее бурение скважины ведется долотом 9 3/4" под 6"-ую обсадную колонну с соблюдением правил газового режима на случай возможного выброса газа при проникновении его в скважину по трещинам, образовавшимся при оседании надугольной толщи. Глубина скважины в каждом отдельном случае определяется глубиной

залегания угольного пласта с таким расчетом, чтобы забой скважины не доходил до кровли угольного пласта на 1,5—2,0 м, а башмак 6"-й обсадной колонны был бы посажен в надугольные глины. После спуска обсадной колонны на эту глубину затрубное пространство в целях герметизации должно было цементироваться.

Однако при бурении первых же скважин эти предположения не подтвердились. Никаких признаков появления газа в скважинах не было обнаружено. Это обстоятельство позволило значительно упростить конструкцию скважин, исключив применение 10"-го кондуктора, полный цементаж затрубного пространства заменить частным, а в отдельных случаях даже применить тампонаж густым глинистым раствором.

Таким образом, все последующие скважины на выгазованное пространство на первом этапе были пробурены одним диаметром долота под 6"-ую или, в отдельных случаях, под 8"-ую обсадные колонны труб.

Для бурения скважин на выгазованное пространство был использован буровой станок БА-40,4 1/2"-ые бурильные трубы и соответствующий инструментарий.

Бурение на втором этапе представляет собой, по сравнению с обычным бурением с отбором керна, более сложный процесс при специфических условиях, заключающихся в том, что при вскрытии угольной зоны или выгазованного пространства происходит выброс газа из скважины при давлении, как показали замеры, до 0,6 атм.

Это явление настолько осложняет дальнейший процесс бурения, что без применения описанной выше противовыбросовой арматуры продолжение

в скважине работ по отбору керна становилось невозможным.

Оборудование устья скважины противовыбросовой арматурой производилось в следующей последовательности.

Вначале на обсадной колонне на фланцевом соединении закреплялась обычная задвижка Лудло. На задвижку, тоже на фланцевом соединении, устанавливался превентер ВП-3. Превентер каждый раз до его установки на скважину подвергался полной разборке и самой тщательной ревизии. Все его части промывались, смазывались и работа их проверялась вручную. Превентер устанавливался на скважину только после того, как диск его свободно вращался от руки, а кулачки, особенно нижние, свободно, без заеданий двигались в пазах диска.

В нижнее замковое соединение буровых труб вмонтировался обратный клапан.

При применении двойных колонковых труб для извлечения керна из выгазованного пространства соблюдался следующий технологический режим:

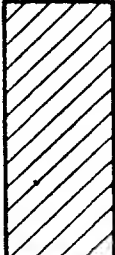
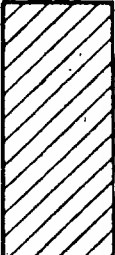






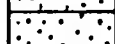


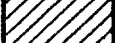



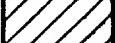
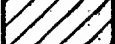
- 1) число оборотов инструмента—100—150 об/мин;
- 2) давление на коронку—800—1000 кг;
- 3) количество подаваемой промывочной жидкости—30—50 л/мин;

4) процесс бурения проводился без расхаживания, т. е. без отрыва инструмента от забоя;

5) во избежание выпадения керна из колонковой трубы при подъеме ее из скважины, подъем производился плавно, без рывков и ударов замковых соединений о ротор или элеватор, а также без обстукивания резьб буровых труб при их развинчивании;

6) для большей гарантии удержания керна в колонковой трубе перед подъемом ее из скважины производилось бурение на 20—30 см всухую с последующей затиркой.

Разрез угольного пласта по скважине № 3 подземного газогенератора № 2

Характеристика угольного пласта до выгазовывания	Разрез пласта до выгазовывания	Глубина залегания слоя, м	Разрез пласта по керну после выгазовывания	Глубина залегания слоя, м	Характеристика угольного пласта после выгазовывания
Глина		47,40		47,40	Глина
Углистый аргиллит		49,30		49,50	
Уголь гумусовый матовый зернистый плотный		49,50			
Уголь гумусовый матовый неясно-штриховатый плотный		49,70			
Уголь гумусовый матовый сильно-глинистый плотный		49,85			
Углистый аргиллит слюдястый плотный		50,00			
		50,40			Провал 1,5 м
Уголь гумусовый матовый зернистый плотный				51,00	
		51,00			
Уголь гумусовый матовый зернистый слабый с прослойк. серой глины		51,60		51,70	Материал мокрой закладки
Уголь гумусовый матовый штриховатый плотный		51,95			
Глина серая плотная		52,30		52,50	Глина
Уголь гумусовый матовый зернистый плотный		53,25		53,25	Уголь
		53,40		53,40	

Примечание. а) разрез составлен по скважинам №№ 957; 945;
б) средняя глубина обсадки—51,20 м.

Кроме того, в процессе отбора керна из выгазованного пространства, независимо от устанавливаемой на скважине противовыбросовой арматуры, должен соблюдаться газовый режим работы.

В 1955 г. опытные работы по извлечению керна из выгазованного пространства были проведены на шести скважинах на газогенераторе № 2 Подмосковной станции «Подземгаз». При проведении опытных работ были проведены испытания противовыбросовой арматуры, двойных колонковых труб разных конструкций, а также способов подготовки и ликвидации скважин после проведения опытных работ, включая извлечение обсадных колонн из этих скважин.

Проведенные работы показали, что разработанная лабораторией № 11 ВНИИПодземгаза противовыбросовая арматура вполне может быть использована при дальнейшем бурении скважин на выгазованное пространство.

Отсутствие газовыделений при бурении скважин до кровли угольного пласта указывает на сохране-

ние сплошности вышележащих горных пород, состоящих из суглинков и залегающих ниже перемежающихся между собой глин, песка, известняков, песчаников и др., что позволяет упростить конструкцию самой скважины.

Полученные при проведении опытных работ положительные результаты позволили детально разработать наиболее рациональный способ извлечения керна из выгазованного пространства в условиях Подмосковной станции «Подземгаз» и написать рабочую инструкцию по бурению этих скважин с применением вышеописанных инструментов.

Разработанный лабораторией № 11 ВНИИПодземгаза способ бурения скважин с извлечением керна из выгазованного пространства позволит при сравнительно небольших затратах времени и средств проследить глубоко в недрах земли ряд явлений, сопутствующих процессу ПГУ и ранее недоступных для наблюдений, но совершенно необходимых для решения ряда вопросов, связанных с дальнейшим совершенствованием процесса ПГУ.

Контроль при направленном бурении и применение масспектрометра для анализа газа ПГУ

Докт. техн. наук проф. Н. Н. ШУМИЛОВСКИЙ, канд. техн. наук Г. Г. ЯРМОЛЬЧУК
ИАТ АН СССР

КАК ИЗВЕСТНО из предшествующих работ в этой области Института автоматики и телемеханики АН СССР (ИАТ) и Института машиноведения и автоматики АН УССР (ИМА), контроль при направленном бурении скважин на станциях «Подземгаз» охватывал следующие вопросы:

- 1) автоматический контроль в процессе самого бурения угла наклона и азимута скважины;
- 2) автоматический контроль за положением долота в угольном пласте;
- 3) контроль за местоположением подземного очага;
- 4) автоматический контроль за составом газа ПГУ при помощи масспектрометра.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ УГЛА НАКЛОНА И АЗИМУТА СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

В Львовском филиале ИАТ АН СССР, а затем в созданном на его базе ИМА АН УССР совместно с Конторой опытного направленного бурения (КОНБ) Главподземгаза в Лисичанске были разработаны следующие варианты устройств для контроля, прошедшие производственные испытания:

- а) автоматический измеритель угла наклона с бескабельной связью для труб диаметром 80 мм;
- б) автоматический измеритель угла наклона с бескабельной связью для труб диаметром 60 мм;
- в) автоматический измеритель с кабельной и с бескабельной связью угла наклона и азимута скважины.

Все измерения осуществляются периодически при остановке на время измерения бурения скважины. При этом включение измерительных устройств осуществляется с поверхности без подъема бурильного инструмента.

Проведенные работы с этими устройствами в производственных условиях дали положительные результаты. Однако до настоящего времени промышленность не обеспечена необходимым количеством рабочих комплектов этих установок.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА ПОЛОЖЕНИЕМ ДОЛОТА В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ

Первоначально поставленная задача сводилась к определению момента выхода скважины из угольного пласта и направления этого выхода приборами, пригодными к использованию в процессе бурения без подъемно-спусковых операций. Работа проводилась ИАТ АН СССР совместно с КОНБ в Лисичанске.

Установленная разница в удельном электрическом сопротивлении угля и окружающих пород в районе Лисичанска

$$(R_{\text{угля}} = 250 - 500 \text{ ом м, } R_{\text{породы}} = 12 - 40 \text{ ом м})$$

позволила взять в основу разрабатываемого метода определение электрического удельного сопротивления в пласте, окружающем бурильный инструмент.

Тщательный анализ геофизических кароттажных методов показал, что они не дают полного решения

поставленной задачи и не могут быть использованы в данном случае.

Радиоактивные методы исследования, в силу своей специфики, в тот период нами не рассматривались.

Был разработан метод, использующий один скользящий электрод, расположенный непосредственно на буровом инструменте и соединяющийся с измерительной установкой на дневной поверхности одножильным кабелем. Метод применялся при турбинном бурении скважин диаметром до 150—190 мм, а затем должен был быть применен и к крелиусному бурению скважин диаметром до 60 мм. В основу был положен метод скользящего контакта для определения удельного сопротивления окружающего электрод пласта по измеряемому переходному сопротивлению.

Величина переходного сопротивления электрода, имеющего плоскую круглую пластину диаметром D , определяется по формуле

$$R = \frac{\rho}{2,1D}, \text{ ом}, \quad (1)$$

где R — сопротивление, ом;

ρ — удельное сопротивление, ом·м;
 D — диаметр, м.

При электроде диаметром 0,01 м и при удельных сопротивлениях $\rho_{\text{угля}} = 250 \text{ ом} \cdot \text{м}$ и $\rho_{\text{породы}} = 20 \text{ ом} \cdot \text{м}$ величина переходного сопротивления R получается равной

$$R_{\text{угля}} \cong 11\,900 \text{ ом} \text{ и } R_{\text{породы}} \cong 950 \text{ ом}.$$

При питании цепи электрода напряжения в 10 в ток в этой цепи получается соответственно равным $I_{\text{угля}} \cong 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ а}$, $I_{\text{породы}} = 10 \cdot 10^{-3} \text{ а}$.

В этом случае в качестве измерительного прибора может быть использован обыкновенный переносный указывающий или самопишущий миллиамперметр.

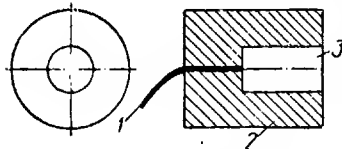


Рис. 1. Устройство электрода:

1 — провод; 2 — резина; 3 — электрод (латунь)

электрода резиновой экранной пластинки.

На практике была использована следующая конструкция электрода, показанная на рис. 1.

Для избежания явления электролиза цепь электрода питается переменным током промышленной частоты. В результате была принята схема измерения, изображенная на рис. 2.

Для решения вопроса о направлении выхода скважины из угля в породу в цепь электрода был введен ртутный прерыватель, разрывающий цепь при определенном положении электрода в пространстве, и, в частности, относительно направления плоскости простирания пласта.

При вращении бурового инструмента совместно со встроенным с ним электродом, последний касается различных участков стенки скважины и в зависимости от удельного сопротивления пласта в месте

касания устанавливается сила тока в цепи электрода. При известном начальном положении электрода, определяемом моментом разрыва цепи ртутным прерывателем, мы получаем изменение силы тока

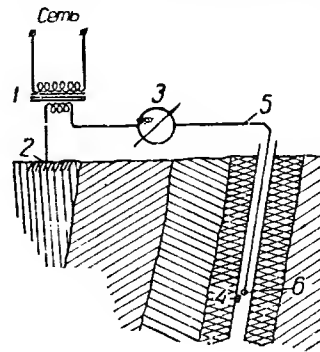


Рис. 2. Схема измерения:

1 — трансформатор; 2 — заземление на поверхности; 3 — миллиамперметр; 4 — измерительный электрод; 5 — кабель; 6 — ртутный прерыватель

направлению выхода бура из угольного пласта. Пример такой круговой диаграммы представлен на рис. 3.

В 1954 г. в ИАТ АН СССР был изготовлен опытный образец такого самопишущего прибора с диско-

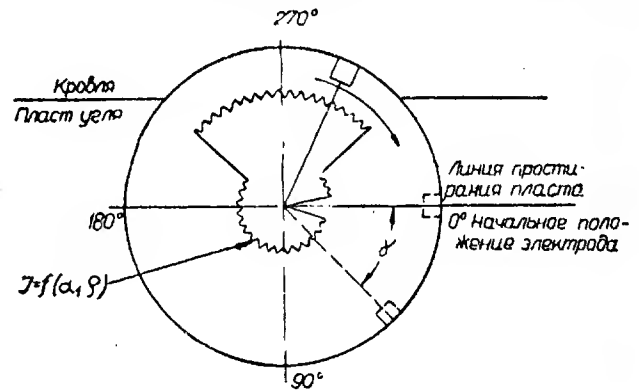


Рис. 3. Круговая диаграмма

вой диаграммой для записи круговых диаграмм. В этом опытном образце угловое перемещение диаграммной бумаги было синхронизировано с вращением бурового инструмента или с его линейным перемещением с помощью сельсинов. Прибор мог быть приспособлен для измерения одной из двух величин: либо тока I в цепи электрода с пределами измерения 6, 15, 30, 60 и 120 ма, для чего была предусмотрена компенсационная схема измерения, либо переходного сопротивления с пределами измерения от 200 до 6000 ом с помощью мостовой схемы. Прибор позволял определять и записывать значения тока I или сопротивления R как в процессе самого бурения, когда угловой поворот диаграммной бумаги являлся функцией проходки (динамические измерения), так и при медленном повороте бурового инструмента на один оборот для снятия круговых диаграмм (статические измерения).

Так как метод контроля за положением долота в угольном пласте предусматривал наличие одножильной связи электрода с наземным устройством,

то серьезное внимание было уделено конструкции кабельных соединительных муфт, которые позволили бы быстро осуществлять разъем и соединение отрезков кабеля при достижении надежного контакта во время спуско-подъемных операций. КОНБ разработала конструкцию таких кабельных соединений, успешно прошедшую производственные испытания и позволяющую при контроле за положением долота в угольном пласте:

1) применяя указывающие миллиамперметры, осуществлять визуальный контроль за током в цепи электрода;

2) используя самопишущий прибор с дисковой записью, осуществлять запись тока в цепи электрода или переходного сопротивления в его зоне как во время бурения (динамические измерения), так и при остановке бурения при медленном повороте долота на один полный оборот (статические измерения).

К сожалению, эти возможности не реализуются промышленностью, главным образом, из-за отсутствия промышленно освоенных для этого приборов.

КОМБИНИРОВАННЫЕ КОНТРОЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛА НАКЛОНА СКВАЖИНЫ И ПОЛОЖЕНИЯ ДОЛОТА В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ

Комбинированная установка с дисковым самопишущим прибором. В результате проведенных в 1955 г. работ ИАТ АН СССР и ИМА АН УССР был разработан и изготовлен опытный образец комбинированной контрольной установки, предназначенной для измерения угла наклона скважины по схеме ИМА АН УССР и для определения положения долота в угольном пласте с прибором для дисковой записи по схеме ИАТ АН СССР.

Установка была выполнена передвижной или переносной и предназначена для помещения в будке мастера.

Внизу бурильной установки помещены датчик для определения угла наклона и электрод для определения положения долота в угольном пласте. И та и другая схемы глубинной части подключаются к общему одножильному кабелю через ртутные прерыватели таким образом, что, когда электрод подключен, схема с датчиком для определения угла наклона от кабеля отсоединена и наоборот.

При отклонении переключателя влево подземная часть устройства по желанию может быть подключена к наземному устройству для определения угла наклона скважины. Принятая для измерения времени импульсная система устроена так, что снизу по кабелю подаются два импульса, время между которыми пропорционально углу наклона скважины. Воспринимаемые через реле эти импульсы включают наземную цепь, питаемую от сети переменного тока через купроксные выпрямители.

Проходящий в этих случаях через другое реле ток заставляет последнее срабатывать, причем при первом его срабатывании включается указывающий прибор типа секундомера, а при втором срабатывании прибор останавливается. Угол отклонения последнего зависит от времени между двумя очередными импульсами, а последние, как было сказано, связано с углом наклона.

При отклонении переключателя вправо подземная часть подключается к наземной части установки, предназначенной для измерения положения долота в угольном пласте при помощи дискового самопишущего прибора. Габарит установки $800 \times 650 \times 350$ мм; вес — 50—60 кг.

Малогабаритная комбинированная установка с ленточным самопишущим прибором. В целях максимального уменьшения габарита приборов был разработан и изготовлен опытный образец малогабаритной комбинированной установки для измерения угла наклона и положения долота в угольном пласте. В этой установке дисковая часть заменена ленточной и использованы специальные малогабаритные самопишущие приборы (ленточная запись предпочтительна, так как частая смена дисковой диаграммы вызывает некоторые эксплуатационные неудобства).

Величина передвижения бумаги при соответствующем переключении цепи сельсинов становится пропорциональным или величине погружения бурильного инструмента (при динамических измерениях), или повороту бурильного инструмента вокруг его оси; отклонение стрелки прибора получается пропорциональным величине переходного сопротивления R . Принципиальная схема установки та же, что и установки с дисковым самопишущим прибором, только запись осуществляется на дисковой, а не на ленточной диаграмме.

Габарит установки $530 \times 350 \times 350$ мм; вес — 20 кг.

Перечисленные приборы являются инерционными и не могут отражать действительные значения токов или сопротивлений при определении положения долота в угольном пласте. Использование их для контроля в процессе бурения затруднительно и не позволяет точно отразить измеряемые величины. Для получения более точных результатов приходится производить контроль при медленном вращении бурового инструмента. С целью уменьшения инерционности самопишущих устройств при контроле положения долота в угольном пласте был использован безинерционный метод контроля с применением электроннолучевой трубки для получения круговых диаграмм.

Идея прибора состоит в следующем. Электроннолучевая трубка снабжается катушкой для магнитного отклонения луча, причем, как известно, направление этого отклонения связано с положением отклоняющей катушки. Отклонения луча пропорциональны току в цепи электрода, питающему магнитную катушку. Сама же катушка приводится во вращение синхронно с вращением бурового инструмента с помощью сельсинной связи. В таком случае при отклонении луча пропорционально проходящему току угловое положение этого луча соответствует в конечном итоге угловому положению электрода. Ртутный прерыватель цепи электрода будет указывать на экране трубки начальное положение, что позволит найти на трубке фактическое положение зонда в пространстве, то есть относительно кровли или почвы. Получается диаграмма токов при полном обороте зонда вокруг оси скважины в виде заштрихованного светлого диска, где радиальная величина штриховки пропорциональна значению тока в цепи электрода.

По положению и величине штриховки, а также по начальному положению отсчета (отсутствие штриховки) можно определить моменты и направление выхода скважины из угольного пласта (рис. 4).

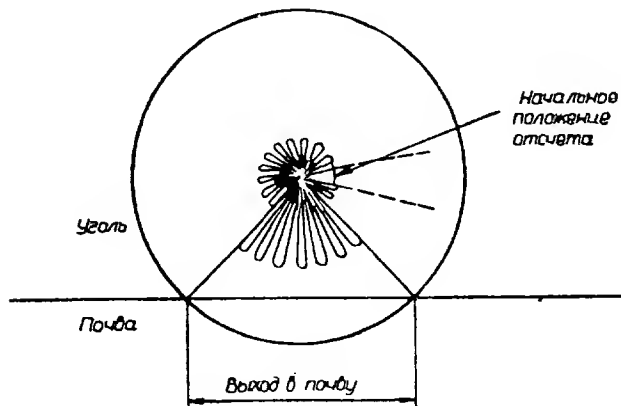


Рис. 4. Характер штриховки на экране электроннолучевой трубки

В 1954 г. была начата разработка прибора для определения положения долота в угольном пласте с беспроводной системой передачи показаний датчика, однако эти работы в незавершенном состоянии были прекращены.

ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

С развитием бурения и разработки новых видов управляемых буровых инструментов встал вопрос о разработке метода предупредительного контроля, позволяющего обнаруживать приближение к кровле и почве пласта угля за 8—10 см.

Было признано целесообразным испытать схему четырехэлектродного зонда с относительно небольшим межэлектродным расстоянием и направленным действием. Схема зонда, названного «микрозондом», представлена на рис. 5.

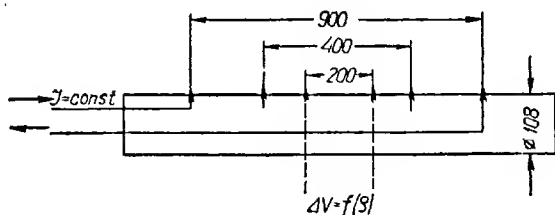


Рис. 5. Схема «микрозонда»

Электроды расположены на обрезиненной трубе. По внешним электродам подается питающий ток, а с внутренних электродов снимается напряжение ΔV , величина которого является функцией кажущегося сопротивления участка пород, захватываемого зоной измерений. Предусмотрена возможность изменять межэлектродное расстояние для измерительных электродов.

Такой макет зонда изготовлен и подлежит испытаниям в естественных условиях.

КОНТРОЛЬ ЗА МЕСТОПОЛОЖЕНИЕМ ПОДЗЕМНОГО ОЧАГА

Геофизические исследования района подземных пожаров показали, что вмещающие угольные пласты породы после нагрева до высоких температур в зо-

не бушевавшего пожара и последующего затем охлаждения увеличивают свои магнитные свойства, причем это увеличение может достигнуть величины сотен и даже нескольких тысяч гамм.

В связи с этим возникла необходимость исследовать этот вопрос в зоне подземной газификации и выяснить возможность по этим факторам судить (хотя бы приблизительно) о продвижении подземного очага. Такие исследования, как известно, целиком связаны с магнитной историей в зоне исследования и с определением изменения на исследуемом участке интенсивности земного магнитного поля. Эти изменения могут происходить в пределах десятков и сотен гамм при фактической величине земного поля, равной 10 000—30 000 гамм.

Проведение таких исследований можно было бы осуществить при наличии достаточно надежных портативных магнитометров с чувствительностью до единиц гамм и при создании соответствующих дифференциальных схем, позволяющих учитывать небольшие изменения магнитного поля при больших значениях самого поля.

Во Львовском филиале ИАТ АН СССР, а затем в ИМА АН УССР были разработаны такие дифференциальные схемы и конструкция такого переносного магнитометра. Последняя была впоследствии доработана в совместной работе ИМА АН УССР и ВНИИПодземгаза. Проведенные затем исследования магнитного поля в зоне Подмосковной станции «Подземгаз» позволили сделать предварительные выводы о некоторых возможностях (хотя и при наличии очень больших трудностей) использования такого метода для приближенного решения поставленной задачи. Однако, к сожалению, эти работы не были продолжены и доведены до завершения.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ГАЗА ПРИ ПОМОЩИ МАССПЕКТРОМЕТРА

В связи с необходимостью быстрого и достаточно точного анализа газа ПГУ на 6 ведущих компонентов в 1953—1954 гг. ИАТ АН СССР и ВНИИПодземгазом был разработан и испытан макет автоматического газоанализатора в диапазоне от 2 до 44 масс. Прибор анализировал автомати-

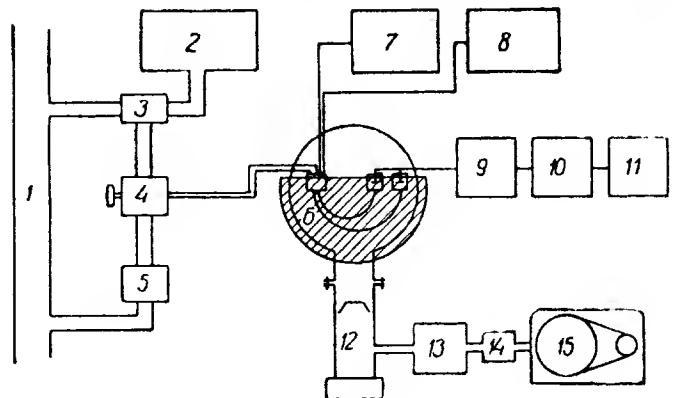


Рис. 6. Схема газоанализатора:

1 — трубопровод с контролируемым газом; 2 — сравнительный газ; 3 — управляющий вентиль; 4 — нитьчатый нагреватель; 5 — подсос газа; 6 — постоянный магнит; 7 — стабилизатор эмиссии; 8 — стабилизатор ускоряющего напряжения; 9 — электрометр; 10 — корректирующее устройство; 11 — прибор ЭПП-09; 12 — диффузионный насос; 13 — форвакуумный бачок; 14 — запорный вентиль; 15 — форвакуумный насос РВН-20

чески газ в трубопроводе на следующие ведущие компоненты: азот, кислород, метан, водород, окись углерода, углекислый газ. Для водорода в анализируемой камере имеется отдельный коллектор. Прибор при работе автоматически поверялся по стандартному газу, в качестве которого мог быть выбран газ ПГУ известного состава или воздух.

Разработанный макет газоанализатора полностью питается от сети переменного тока, имеет непрерывный отбор пробы, скачкообразную развертку масспектра по ускоряющему напряжению. Анализирующее поле создается постоянным магнитом. Применена 180°-ная фокусировка.

Промышленные испытания прибора проводились

на Подмосковной станции «Подземгаз». Газоанализатор был установлен на контроль газа в сборном коллекторе и работал в промышленных условиях около 3 месяцев. Средняя точность анализа $\pm 10\%$. Время анализа пробы газа на все шесть компонентов — 2 мин. Примерный средний состав газа ПГУ: метана — 15%, азота — 60%, кислорода — 0,5%, окиси углерода — 7%, углекислого газа — 2%, водорода — 17%.

Промышленные испытания прибора позволили разработать техническое задание на газоанализатор для ПГУ масспектрометрического типа, которое было передано производственной организации.

Схема газоанализатора приведена на рис. 6.

Осушение газифицируемых месторождений бурых углей в Подмосковном бассейне

Докт. геол.-минерал. наук проф. А. И. СИЛИН-БЕКЧУРИН

Лаборатория гидрогеологических проблем АН СССР

В ПОДМОСКОВНОМ буроугольном бассейне подземная газификация углей проводилась наиболее успешно на Басовском месторождении, расположенном в районе слабой обводненности пород, где притоки воды в горные выработки, вскрывающие угольный пласт, не превышают 50 м³/час.

Поскольку Басовское месторождение слабо обводнено и подземная газификация на нем проводится без существенных осложнений, вопросам гидрогеологии месторождения, так же как и вопросу о влиянии подземных вод на процесс подземной газификации углей, не придавали существенного значения. Не придавали также большого значения гидрогеологии других слабо обводненных газифицируемых месторождений угля в СССР. Лишь с 1953 г., в связи с проектированием станций «Подземгаз» на более обводненных месторождениях Подмосковного бассейна, Донбасса, Кузбасса, Средней Азии, где притоки воды в горные выработки, вскрывающие угольный пласт, достигают 200 м³/час и более, эти вопросы были включены в программы работ производственных и научно-исследовательских организаций Министерства угля и АН СССР: на Подмосковной станции «Подземгаз» были проведены первые гидрогеологические исследования под руководством В. И. Паньковского, во ВНИИПодземгазе была организована гидрогеологическая лаборатория, которая начала систематическое изучение гидрогеологии газифицируемых месторождений угля в СССР (Н. Е. Фисенко, В. Д. Бабушкин); в том же институте проводились работы по экономике газифицируемых месторождений угля, при которых уделялось некоторое внимание вопросам гидрогеологии (А. Ф. Агибалова, Ф. Ф. Бай-Балаев, Г. С. Лосик и др.). В Институте механики АН СССР начали разрабатываться математические основы осушения угольных месторождений путем закачки воздуха

(И. А. Чарный), в Лаборатории гидрогеологических проблем АН СССР были начаты исследования по изучению влияния подземных вод на процесс подземной газификации углей применительно к условиям Подмосковной и Лисичанской станций «Подземгаз» (А. И. Силин-Бекчурин, К. Ф. Богородицкий, В. И. Кононов); на кафедре гидрогеологии Московского государственного университета (О. К. Ланге) была открыта аспирантура по гидрогеологии газифицируемых месторождений угля и намечено чтение курса лекций по той же тематике (А. И. Силин-Бекчурин). Некоторые вопросы, касающиеся влияния воды на процесс подземной газификации углей, рассматривались в работах ИГИ АН СССР (Н. В. Лавров и К. Б. Трифонова) и ВНИИПодземгаза (Г. О. Нусинов, Н. З. Бруштейн и др.). Совокупность проведенных работ и исследований позволяет наметить пути решения проблемы осушения угольных месторождений Подмосковного бассейна в процессе газификации угольных пластов.

Подземная газификация углей представляет сложный технологический процесс, на который оказывают влияние не только эксплуатационные, но и природные факторы — геология и гидрогеология угольного пласта, качество угля, литологический состав вмещающих пород, степень обводненности газогенераторов и другие.

Если взять каждый из факторов в отдельности, то можно установить положительное или отрицательное его влияние на процесс подземной газификации углей. Однако, если взять природную обстановку участка газификации и находящихся на нем газогенераторов в целом, то влияние некоторых факторов затухает. Так например, при анализе природной обстановки основных газогенераторов на Подмосковной станции было показано [3], что при одном и том же режиме подземной газификации

фикации углей на теплотворную способность газа оказывают большое влияние степень обводненности угольного пласта и его мощность, в то время как влияние других факторов (зольность, пористость и влажность угля, литология пород кровли и почвы и другие) проявляются значительно слабее, хотя каждый из них оказывает определенное влияние на процесс подземной газификации углей. Было выяснено также, что оптимальные условия подземной газификации углей на Подмосковной станции создаются при мощности обводнения надугольных пород водами надугольного водоносного горизонта 3—10 м и глубине залегания подугольных вод (упинский водоносный горизонт) более 5 м от подошвы угольного пласта. Влияние песков, находящихся в виде отдельных линз среди общей массы глинистых пород, оказалось зависящим тоже от обводнения надугольной толщи: при мощности менее 3 м это влияние имело положительный характер, а при мощности более 10 м — отрицательный. При том же анализе было выяснено, что влияние подземных вод на процесс ПГУ может быть положительным в случае поступления воды в очаг газификации в небольших количествах (когда разложение воды обогащает газогенераторный газ горючими компонентами и, умеренно снижая температуру горения, уменьшает степень плавления золы) и отрицательным при поступлении в очаг газификации большого количества воды (при сосредоточенных притоках подземных вод в виде струй процесс подземной газификации вообще может прекратиться).

Помимо подземных гравитационных вод, дренируемых выгазованным пространством или непосредственно поступающих в очаг газификации, в нем могут находиться в небольших количествах пирогенетические и связанные воды, поступающие из зоны прогрева пород; кроме того, в очаг газификации поступает влага с дутьем.

Поскольку в очаге газификации температура превышает 1000°C , то все воды должны находиться там в виде водяного пара. В связи с этим при решении вопроса о том, как влияют подземные воды на процесс подземной газификации углей, нужно иметь отчетливое представление о процессе взаимодействия водяных паров с раскаленной поверхностью угля. Этот вопрос изучен недостаточно, что вызывает появление различных, часто противоречивых гипотез о характере процесса горения угля в среде водяного пара. Из них наиболее обоснованной является гипотеза о том, что в результате взаимодействия водяного пара с раскаленной поверхностью угля возникает промежуточный углеводородно-водородный комплекс, который потом распадается с образованием горючих компонентов. Однако количественная характеристика этого процесса и скорость его протекания остаются пока невыясненными.

Некоторые данные о влиянии водяных паров на подземную газификацию углей дают опытные исследования газификации на паро-кислородном или воздушно-паро-кислородном дутье, проведенные первоначально на опытных моделях, а затем на технологических панелях различными организациями. Исследования показали, что при газификации углей существуют определенные соотношения между кон-

центрациями пара и кислорода в дутье, позволяющие получать газ высокой теплотворной способностью. Однако в силу различных причин определить точно эти соотношения не представилось возможным. Весьма интересные результаты были получены ВНИИПодземгазом при опытной газификации углей на технологической панели (1953 г.). Было установлено, что при концентрации в паро-кислородном дутье водяного пара в количестве 200 г/нм^3 теплотворная способность газа значительно увеличивается и создаются оптимальные условия протекания процесса [2], при дальнейшем увеличении концентрации пара теплотворная способность газа снижается.

Делались попытки заменить пар водой при установившемся процессе подземной газификации углей с применением паро-кислородного дутья (И. П. Кириченко и В. А. Смирновым), но они не дали определенных результатов.

Значительный интерес представляют экспериментальные исследования газификации монолитов бурых углей, проведенные нами на опытной модели ВНИИПодземгаза, находящейся на Подмосковной станции [4]. Они состояли из 2 серий опытов. В первой серии подвергались газификации подсушенные монолиты угля с влажностью 10—30%, а во второй серии газифицировались монолиты угля с естественной влажностью около 32% и дополнительной подачей воды в очаг горения углей через фарфоровые трубки, вставленные в песчаную кровлю монолитов; количество подаваемой воды изменялось от 100 до 315 г/час .

Результаты проведенных опытов следующие:

- 1) при увеличении влажности подсушенных монолитов угля от 10 до 30% теплотворная способность газа повышалась от 990 до 1900 ккал/нм^3 ;
- 2) газификация монолитов угля, предварительно подсушенных и затем увлажненных до состояния естественной влажности, давала газ с теплотворной способностью значительно большей, чем та, которая получалась при газификации неподсушенных монолитов угля (почти на 700 ккал/нм^3);
- 3) при газификации неподсушенных монолитов угля в условиях одного и того же режима оптимальные условия газификации создавались при дополнительной подаче воды в очаг горения в количестве $150\text{—}180 \text{ г/час}$ или $180\text{—}200 \text{ г/нм}^3$ кислородного дутья. При большем или меньшем количестве подаваемой воды теплотворная способность газа понижалась.

Вопрос о количестве воды, необходимой для создания оптимальных условий подземной газификации углей на существующих и проектируемых подземных газогенераторах, остается пока открытым и требует последующего разрешения на основе дополнительных исследований. Возможны три пути решения этого вопроса:

- 1) составление баланса влаги в процессе подземной газификации углей на основе расчетов материального баланса угля и газа;
- 2) расчеты водного баланса в подземных газогенераторах на основе применения метода математической статистики и другими способами;
- 3) опытные работы на действующих газогенераторах при искусственно создаваемом различном водном режиме.

По первому пути проводятся газохимические расчеты на существующих станциях «Подземгаз». По Подмосковной станции такие расчеты проводились В. И. Паньковским. Недостатком расчетов является то, что они не учитывают гидрогеологических условий газифицируемых месторождений угля, в связи с чем дают лишь относительную характеристику степени обводнения газогенераторов.

По второму пути были проведены теоретические исследования в Лаборатории гидрогеологических проблем АН СССР (К. Ф. Богородицким и В. И. Кононовым). Они показали, что при подземной газификации углей на Подмосковной станции между влажностью отходящего газа и его теплотворной способностью существует относительно слабая корреляционная зависимость. Было выяснено, что максимальной теплотворной способности газа соответствует влажность отходящего газа около 180 г/м^3 ; при увеличении или уменьшении указанной влажности теплотворная способность газа понижается. Таким образом, было показано, что по влажности отходящего газа можно оценивать степень обводненности газогенераторов и находить оптимальные условия подземной газификации углей. Ясно, что при других гидрогеологических условиях оптимальные условия подземной газификации могут давать другие величины влажности отходящего газа. Последующие расчеты водного баланса, произведенные К. Ф. Богородицким [1], показали, что оптимальный режим подземной газификации бурых углей на Подмосковной станции создается при притоках воды в подземные газогенераторы 60—65 кг на 100 кг газифицируемого топлива. Эти цифры ориентировочные и должны быть проверены в последующем при подземной газификации углей в условиях различного водного режима газогенераторов.

По третьему пути намечено на Подмосковной станции проведение опытов при различном водном

режиме газогенераторов, при которых гидрогеологическими мероприятиями будет создано поступление в газогенераторы подземных вод во все возрастающем количестве. В результате должен быть найден тот оптимум притока подземных вод, при котором процессе ПГУ будет протекать с наибольшей эффективностью.

Проведение этих опытов нужно всемерно ускорить, так как они дадут основные фактические материалы к решению вопроса о нормах оптимального или допустимого притока вод в подземные газогенераторы для получения кондиционного газа. Когда этот вопрос будет решен для условий Подмосковной станции, полученный опыт может быть перенесен на другие газифицируемые месторождения угля. Тогда проблема осушения обводненных месторождений угля, намеченных к подземной газификации, получит обоснование для проектирования дренажных мероприятий. Необходимо при этом отметить, что осушение может быть произведено не только путем откачки излишков воды, но и путем откачки ее от газогенераторов методами закачки воздуха.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богородицкий К. Ф. О возможности повышения теплотворной способности газа путем регулирования водного режима газогенераторов. Бюллетень «Подземная газификация углей», Углетехиздат, 1956, № 7
2. Бруштейн Н. З., Корш М. П. Разработка способа получения технологического газа при подземной газификации углей. Отчет ВНИИПодземгаза, 1953.
3. Силин-Бекчурин А. И., Богородицкий К. Ф. О влиянии горногеологических условий на процесс подземной газификации углей (на примере эксплуатации газогенераторов Подмосковной станции «Подземгаз» на Басовском месторождении угля). Бюллетень «Подземная газификация углей», Углетехиздат, 1955, № 4—5.
4. Силин-Бекчурин А. И., Богородицкий К. Ф. О влиянии воды на процесс подземной газификации углей. Доклады АН СССР, т. 109, 1956, № 4.

Работы энергетического института им. Г. М. Кржижановского АН СССР в области применения электрического тока для целей ПГУ в 1956 г. и дальнейшие задачи исследований

Докт. техн. наук проф. Э. А. МЕЕРОВИЧ
ЭНИН АН СССР

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ и экспериментальное изучение процессов, возникающих в пласте угля при воздействии электрического тока, проводилось в ЭНИНе главным образом в связи с разработкой метода электросбойки скважин для целей бесшахтной подземной газификации.

В результате работ, проводившихся в ЭНИНе

еще с 1946 г., можно считать доказанным, что при приложении достаточного напряжения между электродами, опущенными в пласт, образуется каналобразная зона, хорошо проводящая ток и газопроницаемая.

Процесс образования и расширения канала электросбойки подробно качественно изучался совместно

с другими организациями на укрупненных опытных стендах Подмосковной станции «Подземгаз» и в природных условиях залегания углей и сланцев¹.

В результате удалось опровергнуть высказывавшуюся иногда точку зрения о неосуществимости этого процесса, и подтвердить технико-экономическую целесообразность разработки метода электросбойки.

Исследования, проведенные за рубежом (Англия, США), полностью подтвердили данные, полученные у нас в стране.

Вскрытие панелей, проведенное совместно с Институтом химии АН ЭССР и Институтом горючих ископаемых АН СССР в Эстонском сланцевом бассейне и совместно с ВНИИПодземгазом в Лисичанске, также подтвердило положения, относящиеся к качественной характеристике процесса электросбойки.

Но следует отметить, что не все опыты на каменных углях Лисичанской станции «Подземгаз» закончились удачно.

Эксплуатационные трудности еще не преодолены и на Подмосковной станции «Подземгаз». Разброс получаемых на этом предприятии результатов и ряд других причин мешали эффективному внедрению метода электросбойки в практику бесшахтной газификации топлив. Задержка работ по развитию метода электросбойки была связана также с большими надеждами, возлагающимися на разработку других методов сбоечных работ (воздухом высокого давления, направленным бурением).

В такой обстановке возникли две крайне противоположные точки зрения, касавшиеся дальнейшей разработки методов применения электрического тока для целей подземной газификации топлив.

Одна точка зрения заключалась в том, что качественные характеристики процессов, возникающих в пласте под воздействием электричества, достаточно определились и поэтому основное значение для дальнейшего развития метода электросбойки имеет решение ряда чисто инженерных задач, а лабораторные, теоретические и экспериментальные исследования в этой области могут в дальнейшем иметь лишь отвлеченное значение, так как они мало помогут преодолению реально возникавших трудностей инженерного характера.

Противоположная точка зрения заключалась в том, что метод электросбойки вследствие трудностей, возникающих еще при его практическом внедрении, нуждается главным образом в лабораторной разработке. Внедрение же его в промышленность является преждевременным.

Обе точки зрения нельзя признать правильными. При оценке каждой из них следует иметь в виду, что на условия бесшахтной подземной газификации влияет большое число самых различных факторов, меняющихся от скважины к скважине; их нельзя заранее предвидеть и тем более задавать.

Подземная газификация относится к такой области техники, в которой совершенствование старых и разработка новых методов работ возможны лишь при условии развешивания широкого фронта работ в природных условиях.

¹ См. обзорные статьи автора в бюллетене «Подземная газификация углей» № 1 за 1954 г. и № 4—5 за 1955 г.

Практика проведенных исследований показывает, что процессы, возникающие в пласте под действием электрического тока, имеют исключительно сложный физико-химический характер. Многие стороны этого процесса еще нуждаются в дальнейшем изучении, далеко выходящем за рамки рассматриваемой здесь одной области техники.

Для достижения серьезных успехов в этой новой области электротехники необходима организация работ комплексного характера, сочетающая проведение экспериментально-теоретических исследований с разработками инженерного характера.

Так как работы в этой области проводятся совместно рядом организаций, то естественное разделение труда означает, что в ЭНИНе АН СССР, Институте химии АН ЭССР, наряду с участием в решении инженерных задач, большее внимание уделяется вопросам теории, в то время как во ВНИИПодземгазе, наряду с проведением лабораторных и теоретических исследований, большее внимание должно уделяться инженерной разработке проблемы.

СОДЕРЖАНИЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

Теория образования первоначального канала электросбойки и некоторые выводы из нее

Проведенные ранее работы в области теории протекания процессов, возникающих в пласте топлива под действием электрического тока, носили в основном экспериментальный характер. Можно было лишь качественно описать протекание изучаемых процессов. В рассматриваемой настоящей работе оказалось возможным построить более подробную, хотя и приближенную, но количественную теорию.

Более подробно исследованы явления, возникающие на фронте первоначального коксового канала при его образовании в пространстве между электродами.

Для решения этой задачи необходимо было вывести общие уравнения процесса и провести их аналитическое исследование, возможное лишь при идеализации задачи.

Рассмотрение задачи в ее простейшем виде было сведено к решению уравнения нестационарного электротеплового поля:

$$K \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial x^2} - \frac{\partial \vartheta}{\partial t} + \frac{\partial^2 \rho}{\partial x^2} = 0, \quad (1)$$

где ϑ — температура;

δ — плотность тока;

ρ — удельное сопротивление топлива;

C — теплоемкость;

K — температуропроводность.

Уравнение (1) должно было быть решено при условии, что удельное сопротивление топлива ρ зависит от температуры, интенсивности электрического

¹ В отчете ЭНИНа за 1956 г. Мееровича Э. А., Бондаренко С. Т., Редькина В. К., Андреевской Л. М. и Яковлевой А. И. «Теоретические вопросы образования проводящего канала по пласту топлива» дана и более общая формулировка задачи, учитывающая конвективный теплообмен при наличии течения паргазовой смеси, образованной при термическом разложении топлива. Пренебрегая конвективным теплообменом мы переходим к уравнению (1).

поля и других факторов, характеризующих процесс.

Таким образом, уравнение является существенно нелинейным, а решение его, несмотря на то, что оно записано для плоскопараллельного поля, весьма сложно.

В связи с рассмотрением уравнения (1) необходимо было провести дополнительные исследования, характеризующие свойства среды. Понадобилось изучение влияния различных факторов на величину электропроводности топлива.

Предварительное изучение вопроса и элементарные оценки показали, что для наших расчетов нельзя использовать известные из литературы кривые зависимости удельного сопротивления топлива от температуры¹.

Эти данные относятся главным образом к измерениям на постоянном токе, проведенным в условиях, отличных от тех, при которых протекает интересующий нас процесс. Нам же необходимы были данные, полученные при переменном токе. Были проведены соответствующие работы по уточнению данных измерений на постоянном токе и необходимые измерения на переменном токе.

При невысоких температурах, более низких, чем 100—150 градусов, удельное сопротивление топлива зависит, главным образом, от его влажности. Удаление влаги — сложный процесс, зависящий от различных факторов и связанный с преодолением значительных внутренних сил. Несомненное влияние на влагоудаление при нагреве топлива должно оказывать давление в окружающей среде. Проведенные при различных давлениях измерения подтвердили наличие такой зависимости.

Результаты этих измерений показаны на рис. 1.

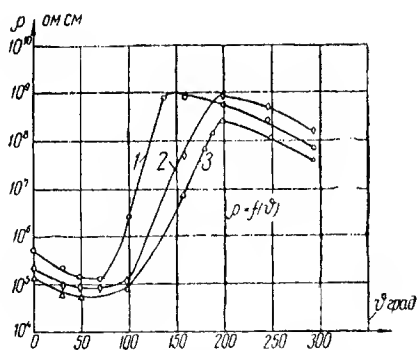


Рис. 1.

1 — при атмосферном давлении; 2 — при давлении 1,5 атм; 3 — при давлении 3,6 атм

Таким образом, влияние давления в подземном слое сказывается на характеристиках интересующего нас процесса.

Процесс влагоудаления требует для своего завершения затраты определенного времени. Поэтому ясно, что скорость нагрева должна влиять на динамику изменения удельного сопротивления топлива. Имеющиеся данные позволяют судить об измене-

ниях удельного сопротивления топлива только при малых скоростях нагрева.

Электросбойка происходит в условиях, когда температура на фронте канала изменяется со скоростью несколько сот градусов в минуту. Зависимость удельного сопротивления от температуры при этом должна иметь характер, совершенно отличающийся от известного.

В частности, проведенные опыты показывают, что при увеличении скорости нагрева точка наибольшего значения удельного сопротивления смещается в сторону более высоких температур, а величина этого максимума уменьшается.

Следует попутно отметить, что рассматриваемый вопрос имеет и более общее значение. В настоящее время совершенно неосновательно уделяется недостаточное внимание изменению электрических характеристик топлива при больших скоростях нагрева. Между тем, измерение электрических характеристик топлив представляет собой способ контроля их состояния.

Этот способ может оказаться весьма эффективным при изучении влияния больших скоростей нагрева на термическое разложение топлива при новой технологии их переработки.

Наибольший интерес с точки зрения изучаемой нами проблемы представляет то обстоятельство, что известные кривые зависимости удельного сопротивления от температуры получены путем измерения в слабых электрических полях.

В условиях, возникающих на фронте канала электросбойки, интенсивность электрического поля велика.

Производимый на фронте канала эффект определяется интенсивностью поля и в конечном счете реальным теплом, которое в среде выделяется.

Следует считать, что в среде не может существовать достаточно длительно напряженность электрического поля, больше чем та, которая определяется из пробивных характеристик, при мгновенном пробое.

Вводя понятие мгновенного пробоя необходимо ввести также критерии малости для промежутка времени. Имея в виду исследуемую задачу, нужно принять малым промежуток времени, если он не-соизмеримо мал по сравнению с тем временем, в течение которого фронт канала продвигается на расстояние, соответствующее ширине зоны пробоя.

Абсолютные значения пробивных градиентов для топлива, как это конечно и нужно было предполагать, значительно меньше тех данных, которые могут предполагаться на основании данных измерений в слабых полях. Это вполне естественный результат, связанный с неоднородностью структуры рассматриваемой среды, с возможностью ионизации в порах и т. п.

Все перечисленные обстоятельства усложняют определение зависимости удельного сопротивления от температуры, и при исследовании уравнения (1) необходимо ввести дальнейшую разумную идеализацию.

В качестве такой идеализации была принята кусочно-линейная аппроксимация зависимости удельного сопротивления от температуры. При этом наибольшее значение удельного сопротивления ρ_m при заданной плотности тока δ вычисляется из соот-

¹ Агроскин А. А., «Химическая технология угля», Углетехиздат, 1954.

ношения

$$\delta p_m \leq E_{\text{проб}},$$

где $E_{\text{проб}}$ — напряженность поля, определяемая в соответствии с тем, что было сказано ранее.

Проведенное аналитическое исследование показало, что существует связь между решением изучаемой нами задачи и задачами, относящимися к другим областям технической физики¹.

Из проведенного исследования можно сделать ряд выводов.

В качестве важнейшего результата решения можно отметить обнаруженную малую чувствительность величины

$$\gamma = \sqrt{\frac{\rho_m}{\delta_m - \delta_n} \frac{\delta}{v}}$$

к значительным изменениям тепловых параметров среды.

Здесь δ_m — температура, при которой сопротивление достигает наибольшего значения ρ_m ;
 δ_n — начальная температура;
 v — скорость продвижения фронта канала.

В подтверждение приводим табл. 1, в которой показано отношение $\frac{\gamma}{\gamma_0} = \sigma^*$ для различного значения тепловых характеристик среды (теплоемкости и теплопроводности на участках). Более подробное описание таблицы см. в цитированном отчете.

Таблица 1

σ	C_1	C_2	λ_1	δ_m	$\left(\frac{\lambda}{v} \frac{d\delta}{dx}\right)_{x=x_n}$
	$\frac{\delta \epsilon}{\text{см}^3 \text{ } ^\circ\text{C}}$	$\frac{\delta \epsilon}{\text{см}^3 \text{ } ^\circ\text{C}}$	$\frac{\delta \epsilon}{\text{см}^3 \text{ } ^\circ\text{C}_{\text{мин}}}$	$^\circ\text{C}$	$\frac{\delta \epsilon}{\text{см}^3}$
1	10	1,5	0,125	170°	123,8
1,975	10	1,5	0,025	170°	123,8
0,625	5	1,5	0,125	170°	123,8
1,36	15	1,5	0,125	170°	123,8
1,69	20	1,5	0,125	170°	123,8
1,2	10	1,5	0,125	170°	123,8
0,966	10	1,5	0,125	170°	87,5
0,925	10	1,5	0,125	170°	50,0
0,88	10	1,5	0,125	170°	12,5

$R_n=0$

σ	C_1	C_2	λ_1	δ_m	$\left(\frac{\lambda}{v} \frac{d\delta}{dx}\right)_{x=x_n}$	$(\rho_2 = \rho_m e^{-\alpha(\delta - \delta_m)})$
	$\frac{\delta \epsilon}{\text{см}^3 \text{ } ^\circ\text{C}}$	$\frac{\delta \epsilon}{\text{см}^3 \text{ } ^\circ\text{C}}$	$\frac{\delta \epsilon}{\text{см}^3 \text{ } ^\circ\text{C}_{\text{мин}}}$	$^\circ\text{C}$	$\frac{\delta \epsilon}{\text{см}^3}$	$\frac{1}{^\circ\text{C}}$
1,405	10	1,5	0,125	170°	123,8	$2,5 \cdot 10^{-2}$
1,44	10	1,5	0,125	170°	123,8	$3,135 \cdot 10^{-2}$

¹ Так, аналогичный характер имеет задача о продвижении фронта горения в газовой среде.

* γ_0 — значение параметра γ для случая, указанного в первой строчке таблицы. Численная величина $\gamma_0 \approx 1,87$. При напряжении на зоне пробоя $U=1000$ в и свойствах, ориентировочно соответствующих бурому подмосковному углю, скорость продвижения фронта канала $v=1$ см/мин при $\sigma = 3,4 \cdot 10^{-2} \frac{a}{\text{см}^2}$

В таблице показано также влияние теплопередачи на фронте канала. Как видно, при указанных условиях можно предполагать, что скорость распространения фронта канала, главным образом, определяется плотностью тока δ на фронте. Это видно по тому, что величина ρ_m для данного топлива также зависит от плотности тока и поэтому при неизменности коэффициента γ величина скорости v зависит только от значения δ . Однако следует иметь в виду, что в действительных условиях задается не величина плотности тока, а электродвижущая сила источника. Плотность тока должна определяться из характеристики всей нелинейной цепи.

Так как установившееся решение нелинейной задачи должно зависеть от начальных условий, то представляется необходимым для эффективности процесса электросбойки вести его таким образом, чтобы уже в начальный момент обеспечивалась значительная плотность тока, стекающего с электродов в пласт.

При этом условии уменьшится необходимое напряжение, приложенное к зоне пробоя, и установится большая скорость распространения фронта канала. Имея в виду, что значение тока при заданном напряжении определяется всем сопротивлением цепи, следует считать недопустимой значительную подсушку топлива в области впереди фронта канала. С этой точки зрения является также целесообразным непрерывное ведение процесса. При перерыве происходит перераспределение температурного поля, и повторное включение тока может привести к установлению совершенно нового режима.

С другой стороны, наличное оборудование является обычно ограниченным по мощности. Поэтому необходимо максимально уменьшить ответвление тока помимо фронта канала.

Это позволяет увеличить напряжение питающего источника и, соответственно, увеличить интенсивность процесса.

Отсюда вытекает желательность наибольшей подсушки топлива в зумпфе скважины в области, прилегающей к обсадной колонне. Такая подсушка может осуществляться, в частности, кратковременным приложением напряжения непосредственно к колонне.

Для этой цели возможно также использование постоянного тока, эффективность которого повышается благодаря явлению электроосмоса.

С возрастанием длины канала увеличивается непроизводительная утечка тока, и степень использования электрической мощности для продвижения фронта уменьшается.

Поэтому представляется необходимым определить оптимальное в технико-экономическом отношении расстояние между электросбоячными скважинами. В особенности необходимо проверить возможность уменьшения этого расстояния путем применения для целей электросбойки промежуточных скважин малого диаметра удешевленной конструкции. Опыт показывает, что имеется

также возможность получения газопроницаемости между скважинами при неполном соединении их каналами электросбойки. Следует изучить наиболее экономичные с точки зрения суммарных затрат электроэнергии режимы сочетания электросбойки с проработкой каналов дутьем.

Расширение канала сбойки

После образования сквозного газопроницаемого канала сбойки необходимо его расширить до той степени, при которой обеспечиваются требования технологии подземной газификации. Расширение может быть проведено пропусканием электрического тока.

Исследование электротехнических и технологических режимов расширения канала сбойки имеет, как указано было выше, существенное значение для выбора оптимального с технико-экономической точки зрения сочетания различных приемов ведения этого процесса.

Вместе с тем, изучение распределения электрического и температурного поля при расширении канала представляет общий научный интерес.

Работа в этом направлении применительно к эстонским сланцам в свое время проводилась совместно с АН ЭССР; применительно к угольным пластам эта работа проводилась совместно с ИГи АН СССР, причем ЭНИНом выполнялась расчетно-теоретическая часть задачи.

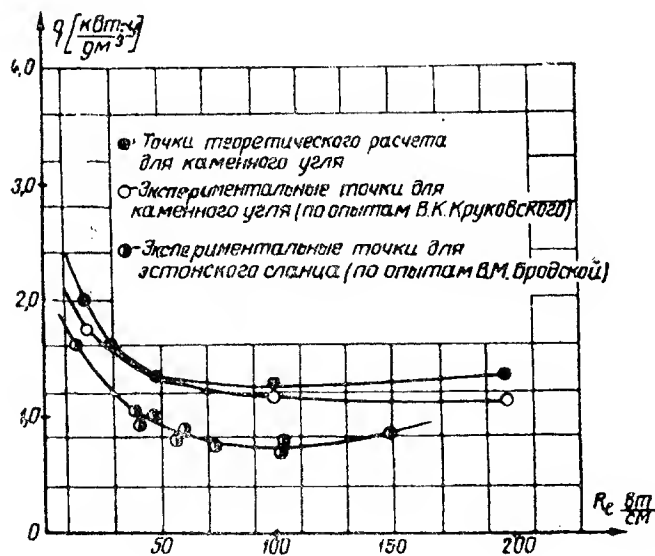


Рис. 2.

В результате исследований получены кривые зависимости радиуса коксового канала от времени при различном значении мощности, расходуемой на единицу длины канала, а также зависимость удельных затрат электроэнергии на единицу объема скоксованного топлива от мощности, расходуемой на расширение единицы длины канала. Последняя зависимость представлена на рис. 2.

Представляет интерес то обстоятельство, что при

некоторой мощности затраты энергии оказываются наименьшими.

Полученные данные позволяют оценить необходимый для электрококсования расход энергии.

Электрическое поле в пространстве между скважинами

Групповая сбойка с применением трехфазного тока

Процесс электросбойки происходит в весьма сложных условиях, не наблюдаемых с поверхности земли. Необходимо было провести хотя бы качественное

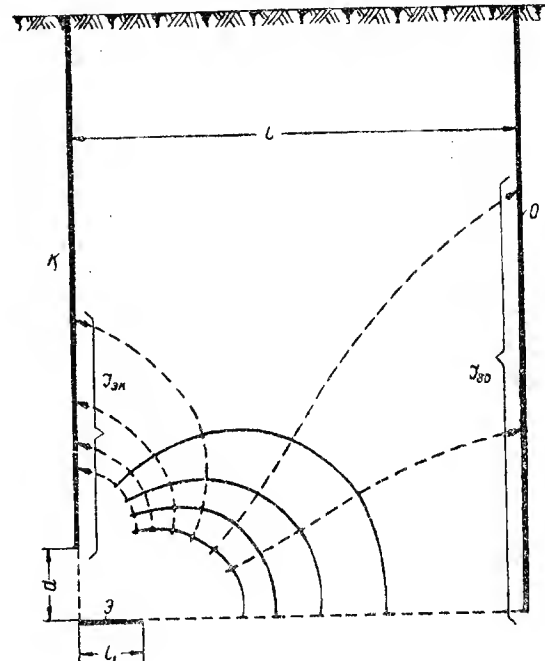


Рис. 3.

исследование влияния различных факторов на поле, возникающее в пространстве между скважинами.

В особенности представляет интерес выяснение влияния на это поле обсадной колонны и, в частности, определение доли тока, ответвляющейся от электрода к обсадной колонне и замыкающейся через грунт (см. рис. 3. На рисунке показана одна из симметричных половин электрического поля в режиме, соответствующем короткому замыканию между колоннами).

Такие исследования в свое время были проведены с помощью электроинтегратора. Некоторые вопросы были выяснены расчетным путем для схематизированной системы, состоящей из электрода, обсадной колонны, пласта топлива и грунта. При расчете рассматривалось идеализированное плоскопараллельное поле, так что результаты решения могут служить лишь для приближенных оценок.

На рис. 4 а, б и в представлены некоторые результаты расчетов.

Размеры l , d и l_1 соответственно означают половину расстояния между скважинами, расстояние от уровня установки электрода в пласте до низа обсадной колонны и среднюю длину канала. Величина λ_e представляет собой отношение напряжен-

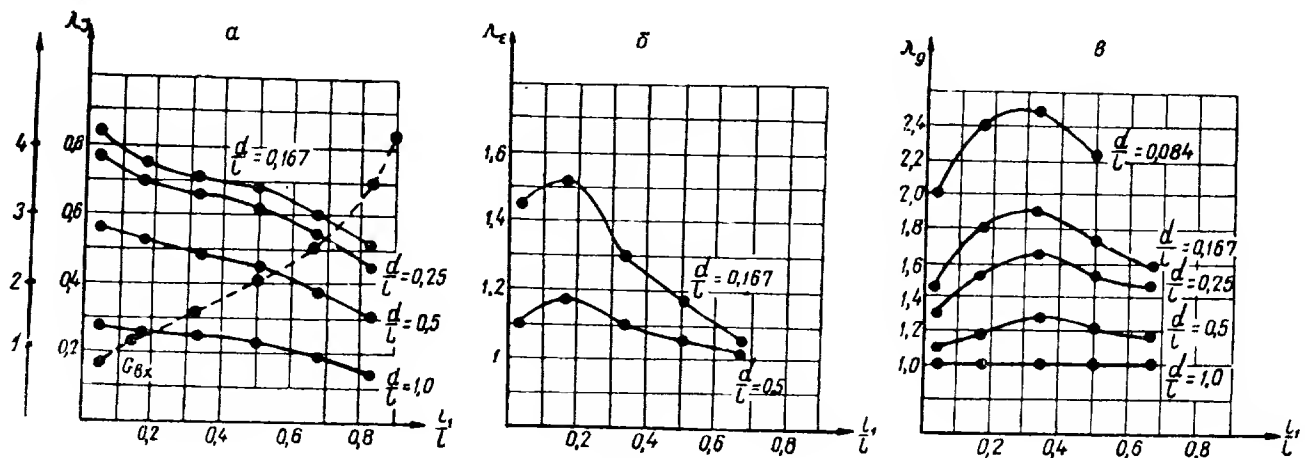


Рис. 4.

ностей поля на фронте канала при наличии обсадной колонны и при ее отсутствии. Таким образом, дается оценка влияния обсадной колонны на интенсивность процесса.

Величина λ_g , равная отношению входных проводимостей со стороны электродов при наличии и отсутствии колонны, дает представление об увеличении мощности источника энергии за счет наличия колонны.

λ_l — относительная величина общего тока, отвечающая от точки контакта электрода с пластом на колонну.

Приведенные данные имеют значение для выяснения необходимости изоляции низа обсадных колонн и дают материал для обоснования метода контроля за процессом по эквивалентной схеме в виде четырехполюсника, предложенной ранее.

Весьма важные вопросы возникают в связи с требованиями одновременной групповой сбойки нескольких скважин на общий огневой забой и, в частности, в связи с применением для этой цели трехфазного тока. Последнее нужно для равномерной загрузки фаз трехфазной системы.

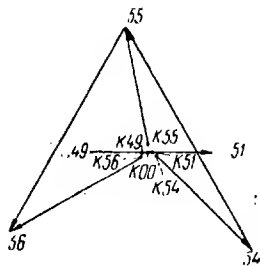


Рис. 5.

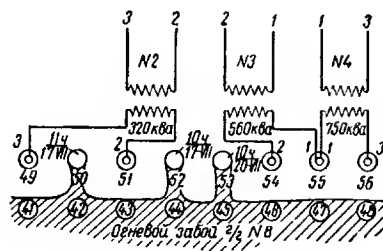


Рис. 6.

На векторной диаграмме рис. 5 показано распределение напряжения между электродами, а также между этими же электродами и огневым забоем, полученное экспериментально при групповой сбойке трех скважин на генераторе Подмосковной станции «Подземгаз». Электроды, опущенные в скважины, присоединялись к трехфазной сети по схеме, показанной на рис. 6.

Испытания в природных условиях

Весьма существенными с точки зрения характеристики процесса электросбойки являются результаты вскрытия опытных панелей, произведенного

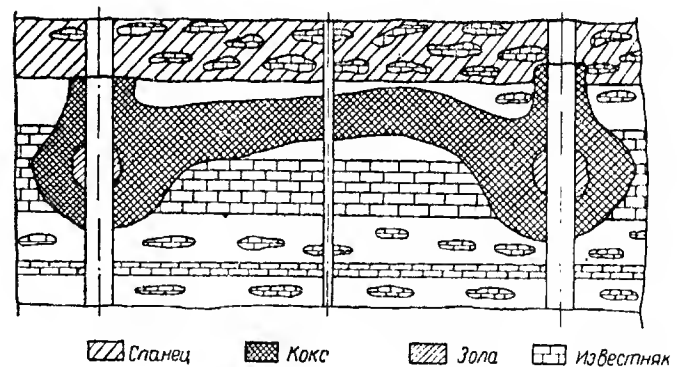


Рис. 7.

ЭНИИом совместно с Институтом химии АН ЭССР в Эстонском сланцевом бассейне и в особенности с ВНИИПодземгазом на Лисичанской станции «Подземгаз».

На рис. 7 показан разрез скокованной зоны между скважинами № 1 и № 2 (панель БЩЭ-2), изображенный на основании данных вскрытия панелей. На рис. 8 показан вскрытый горными выработками участок на пласте l_8 после электросбойки (план в плоскости пласта угля).

Подробный анализ исключительно интересных результатов вскрытия выходит за рамки настоящего изложения и представлен в отдельных отчетах этих институтов. Однако здесь следует обратить внимание на весьма разветвленный характер канала сбой-

ки на лисичанском угольном пласте. Значительные ответвления направлены в сторону колонии, что должно быть особенно характерно для наклонного пласта.

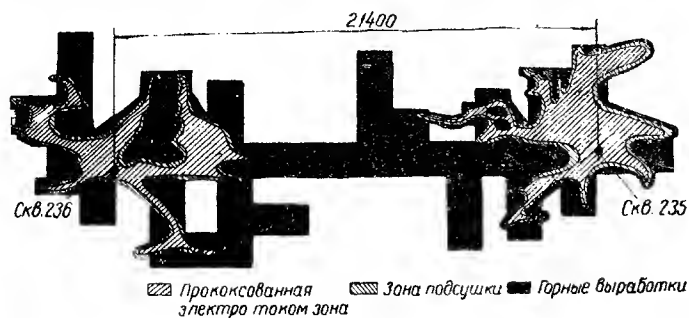


Рис. 8.

Несмотря на то, что встречные каналы полностью не сомкнулись, была достигнута газопроницаемость между скважинами. Условия сбойки в данном случае характеризуются недостаточностью приложенного напряжения, ограниченного мощностью оборудования.

Результаты вскрытия подтверждают общие теоретические представления о развитии процесса электросбойки и дают представления о геометрии каналов.

Проводимые совместно с ВНИИПодземгазом исследования на опытных стендах и в промышленных условиях позволили теоретические исследования сопоставить с данными инженерной практики. Следует особенно отметить работу, проведенную в 1956 г. в Лисичайске, с использованием новых, более мощных регулируемых установок. При расстоянии между скважинами в 10 м сбойка была осуществлена за 7 часов при затрате электроэнергии 6500 квт-ч.

ДАЛЬНЕЙШИЕ ЗАДАЧИ

Сложность комплексного изучения процессов, возникающих в пласте при воздействии на него тока, велика. Невозможно при аналитическом расчете одновременно учесть все факторы, влияющие на процесс. Необходимо развить методы физического моделирования применительно к рассматриваемой задаче на основе составленной к настоящему времени си-

стемы уравнений, описывающих процесс с учетом распределения электрического поля и с учетом парогазовой смеси, выделяющейся при термическом разложении топлива. Нужно, исходя из полученных представлений о процессе, установить правила моделирования, обеспечивающие возможность переноса данных лабораторного эксперимента на условия природного залегания топлива.

При электрококсовании большое влияние оказывает влага топлива. Необходимо исследовать возможность использования явления электроосмоса для интенсификации процесса электросбойки. Для этого необходимо изучить процессы, возникающие при воздействии постоянного электрического тока на пласт.

В лабораторных условиях необходимо изучить влияние очень быстрого нагрева, соответствующего условиям образования канала электросбойки, на электрофизические свойства топлива. При этом целесообразно применять токи высокой частоты с помощью которых можно обеспечить нагрев образцов топлива со скоростью нескольких сот градусов в минуту. Высокая частота может быть, вероятно, использована и для некоторых инженерных целей, связанных с применением электрического тока в природных условиях залегания топлива.

Необходимо дальнейшее исследование методики применения трехфазного тока с целью улучшения промышленных условий электросбойки, увеличения расстояний сбойки и применения схем сбойки, целесообразных с точки зрения организации всей системы газификации подземного газогенератора.

Важнейшими технологическими проблемами в этой области остаются определение оптимальных условий дренирования пласта в районе сбиваемых электричеством скважин и установление режимов сочетания электросбоек с подачей дутья в скважины подземного газогенератора.

Для улучшения электродов проведены значительные работы. Однако необходимо дальнейшее совершенствование электродов как с точки зрения термической устойчивости, так, в особенности, в целях упрощения спуско-подъемных операций.

Необходимы дальнейшие серьезные исследования, направленные на улучшение методов наблюдения и контроля при проведении электросбойки.

О характере выгазования угольного пласта и деформациях покрывающих пород при подземной газификации углей в условиях Подмосковского бассейна

Канд. техн. наук И. А. ТУРЧАНИНОВ

ВНИИПодземгаз

ДО НАСТОЯЩЕГО времени отсутствуют более или менее определенные представления о состоянии выгазованного пространства и поведении покрывающих пород при подземной газификации углей в условиях Подмосковского бассейна. Если для условий Донбасса были получены некоторые данные о состоянии выгазованного пространства по результатам вскрытия Шахтинской и Лисичанской панелей, то в условиях Подмосковского бассейна такие данные получить не представилось возможным. Поэтому и представления о состоянии выгазованного пространства и поведении пород при подземной газификации в условиях Подмосковского бассейна весьма противоречивы, базируются на умозаключениях или, в лучшем случае, на некоторых лабораторных исследованиях, а не на результатах непосредственных наблюдений. Получение же более определенных представлений необходимо как для установления влияния поведения пород на процесс газификации, так и для разработки путей управления кровлей при подземной газификации углей.

Эти представления могут быть получены с помощью маркшейдерских наблюдений за движением горных пород.

Наблюдения за движением горных пород являются косвенным методом изучения состояния выгазованного пространства, который не может дать исчерпывающих сведений об изменениях, непрерывно происходящих в подземных газогенераторах. В то же время высокая степень изученности закономерностей движения горных пород в условиях Подмосковского бассейна при обычной шахтной добыче и при подземной газификации углей говорит о возможности успешного изучения этим косвенным методом как структуры выгазованного пространства и характера его заполнения, так и поведения покрывающих пород, в том числе и пород непосредственной кровли.

На действующих газогенераторах Подмосковской станции «Подземгаз» силами ВНИИПодземгаза и маркшейдерской службы станции с 1949 г. по настоящее время проводятся систематические наблюдения за движением горных пород.

Маркшейдерская наблюдательная станция над подземным газогенератором представляет собой квадратную сетку грунтовых реперов с расстоянием между ними 5—10 м. Наблюдения заключаются в периодическом нивелировании реперов наблюдательной станции с последующим вычислением оседаний и скоростей оседания реперов. По полученным данным строят в изолиниях мульту оседания

и фигуру выгазования на дату наблюдения по методике, изложенной в работе [1].

Наибольший интерес представляют результаты наблюдений в период 1952—1954 гг. на промышленном газогенераторе № 2, где наблюдательной станцией было охвачено 11 рядов эксплуатационных скважин, или 70 000 м² площади выгазованного пространства, а также на опытном участке № 3, где были организованы наблюдения за движением толщи горных пород с помощью глубинных реперов. Конструкция последних и методика наблюдений за их движением изложены в работе [2].

Рассмотрим характер протекания процесса движения горных пород над очистными выработками шахт Подмосковского бассейна и сравним его со движением над выгазованным пространством подземных газогенераторов.

Известно, что в условиях шахтной выемки в Подмосковском бассейне движение горных пород от кровли пласта до поверхности распространяется весьма быстро, в течение нескольких часов. Например, на шахте № 9 треста Скуратовуголь, при глубине разработки 40—50 м, по данным частотных наблюдений [3] время, в течение которого обрушение кровли в лаве сказывалось на поверхности, не превышало 2—2,5 часов. Известняки в толще покрывающих пород, будучи сильно трещиноватыми и обводненными, обладают в массиве малой прочностью, не зависают и, стало быть, не препятствуют быстрому распространению движений.

Сдвигание непосредственной кровли пласта в условиях шахтной выемки начинается, по данным наблюдений [4] примерно за 20 м до подхода забоя к рассматриваемому участку. Вплоть до подхода забоя сдвигание кровли протекает с незначительными скоростями, приводя при этом к некоторому утонению и растрескиванию угольного пласта. Непосредственно у забоя скорость опускания кровли несколько возрастает, растрескивание пласта увеличивается. В рабочем пространстве очистной выработки (лавы), закрепленном крепью, скорость опускания кровли составляет уже десятки миллиметров в сутки. Опускание кровли происходит здесь за счет податливости крепления. При подвалке лавы поддерживающее кровлю крепление удаляется, и кровля, теряя опору, обрушается на почву в выработанном пространстве. При этом происходит разрыхление пород кровли. С течением времени обрушенные породы несколько уплотняются. На рис. 1 изображена кривая опускания пород непосредственной кровли для условий выемки лавами в Подмосковском бассейне.

При подземной газификации сдвигение должно распространяться так же быстро, как и в условиях обычных шахтных разработок, поскольку величина

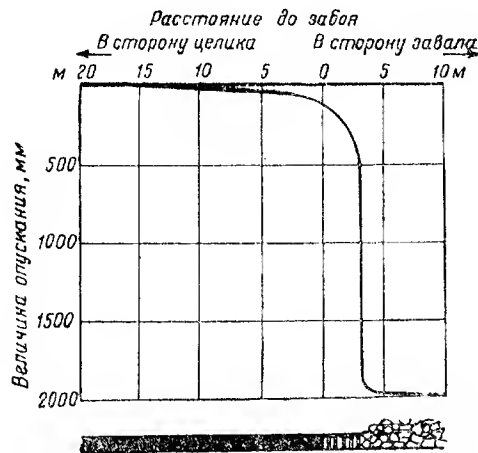


Рис. 1. Кривая опускания пород непосредственно кровли при выемке лавы

скорости распространения сдвижений зависит, в основном, от состава и свойств пород покрывающей толщи. И действительно, из рассмотрения графиков скоростей сдвижения глубинных реперов и по-

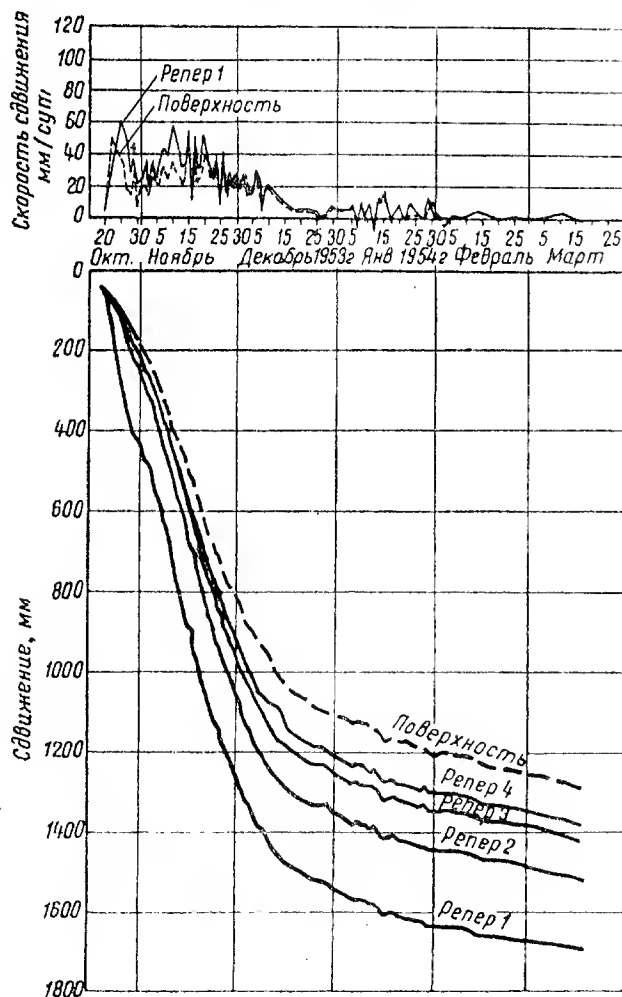


Рис. 2. Сдвигение глубинных реперов и поверхности по скважине 2-к

верхности на опытном участке № 3 Подмосковной станции «Подземгаз» (рис. 2) следует, что различные слои толщи и поверхность сдвигаются практически совместно: возрастанию (уменьшению) скоростей сдвижения репера 1 ($H=47$ м), закрепленного в непосредственной кровле, соответствует во

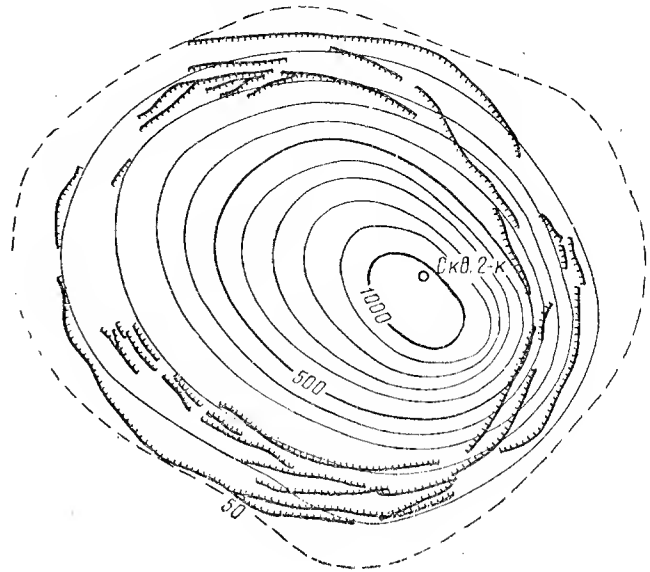


Рис. 3. Сдвигение поверхности в районе скважины 2-к

времени возрастание (уменьшение) скоростей сдвижения реперов 2 ($H=38$ м), 3 ($H=27,8$ м), 4 ($H=19$ м), закрепленных в вышележащих слоях и поверхности. Отсюда следует, что динамика сдвижений поверхности отражает динамику сдвижения толщи пород, в том числе и непосредственной кровли пласта.

Из сравнения этих же графиков следует, что, в отличие от сдвижения непосредственной кровли при шахтной выемке, в условиях подземной газификации сдвигение протекает плавно, с невысокими скоростями и в течение более длительного времени. Плавный характер сдвижения сказывается на уменьшении степени разрыхления покрывающих пород. Если рассматривать графики сдвижения глубинных реперов по скважинам, в которых глубинные реперы закреплены на различных горизонтах, то обнаруживается весьма малый коэффициент разрыхления пород кровли. Рассмотрим, например, график сдвижения глубинных реперов по скважине 2-к (рис. 2). Как видно на рис. 3, скважина 2-к оказалась в центре мулды сдвижения и поэтому глубинные реперы не претерпевали сколько-нибудь значительных горизонтальных сдвижений. Следовательно, коэффициент разрыхления пород по данным скважины 2-к может быть установлен с высокой степенью достоверности. На рис. 4 представлен график изменения во времени величины коэффициента разрыхления для нижнего интервала пород кровли (47—38 м). Из графика следует, что максимальная величина коэффициента разрыхления не превысила за весь период сдвижения 1,03. Заметим, что при шахтной выемке в аналогичных горногеологических условиях коэффициент разрыхления непосредственной кровли составляет 1,15—1,30. Несомненно, что относительно малое разрыхление пород является

благоприятным фактором для подземной газификации углей.

Плавное сдвижение пород при подземной газификации углей в Подмосковном бассейне, в отличие от шахтной выемки, происходит вследствие постепенного выгазовывания угольного пласта по мощности. Высказывавшиеся ранее мнения о выгазовании пласта по мере перемещения линии огневого забоя сразу на полную мощность и укоренившиеся пред-

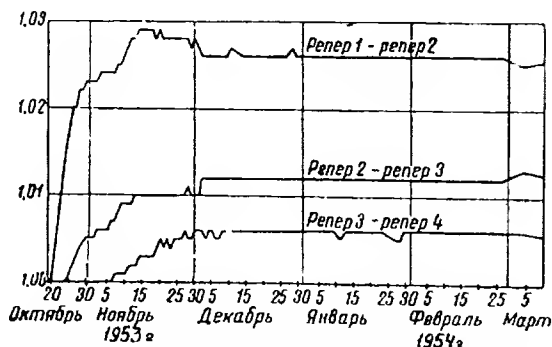


Рис. 4. Разрыхление покрывающих пород по данным глубинных реперов по скважине 2-к

ставления об огневом забое как о некотором контуре, перемещающемся концентрично самому себе и захватывающем сразу всю мощность пласта так, что внутри контура в выгазованном пространстве остается лишь зольный остаток, для условий Подмосковного бассейна нельзя признать правильными. Такие представления противостоят приведенным данным о характере сдвижения пород, а также данным анализа полноты выгазования в различные периоды газификации и результатам отбора керн из выгазованного пространства [4, 5].

Сдвижение горных пород над выгазованным пространством играет двоякую роль. Заполнение горными породами выгазованного пространства и сдавливание рыхлого зольного остатка способствуют преимущественному направлению дутьегазовых потоков по контакту с массивом угля. В этом отношении сдвижение горных пород над выгазованным пространством является положительным фактором. С другой стороны, появление трещин в породах при их сдвижении приводит к частичному нарушению герметичности подземного газогенератора и утечкам дутья и газа, а также тепловым потерям в окружающие породы.

По данным проведенных наблюдений механизм утечек в покрывающие породы в Подмосковном бассейне представляется в следующем виде. Над областью газификации происходит плавное сдвижение непосредственной кровли и вышележащих слоев пород. Однако относительно плавный характер сдвижения и прогиба глин, обычно залегающих в непосредственной кровле пласта, не может предотвратить появления в глинах трещин, нормальных к напластованию, поскольку прочностные характеристики горных пород на изгиб и растяжение весьма малы. К тому же, развитию трещин способствует в значительной мере температурный фактор. Горячие газы, проникающие по трещинам, способствуют прогреву глин на некоторую глубину от сте-

нок трещин, их обжигу и потере пластических свойств.

Лабораторные исследования [6] показали, что глины при обжиге теряют способность заплывать и не могут восстановить первоначальные пластические свойства. Поэтому при развитии трещин в глинах до надугольных песков и известняков и обжиге стенок возникших трещин последние становятся теми каналами, по которым происходят утечки дутья и газа в пески и известняки, обладающие высокой проницаемостью. Трещины в кровле могут служить также каналами для обходных потоков дутья, которые, соединяясь с потоком газа возле газоотводящих скважин, могут вызывать частичное догорание газа.

В свете изложенного очевидно, что при разработке новых систем газификации следует стремиться к тому, чтобы обеспечить минимальный удельный объем трещин в покрывающих породах. С этой стороны системы, обеспечивающие широкий прямолинейный фронт огневого забоя, при прочих равных условиях имеют преимущество перед другими системами.

Рассмотрим сдвижение горных пород в период сбойки скважин и выясним причины, порождающие образование целиков по площади подземного газогенератора.

Наблюдения за глубинными реперами показывают, что в период сбойки породы над каналом сбойки сохраняют равновесие. Следовательно, сбоечные каналы имеют малое поперечное сечение, недостаточное для нарушения равновесия покрывающих пород. После того, как сбойка произошла и скважина принимает дутье на газификацию, сечение канала быстро увеличивается, канал расширяется, начинается сдвижение пород. При подаче дутья на газификацию в течение 2—10 суток над новым каналом на поверхности отмечается возрастание скоростей оседания. В наибольшей степени скорости должны возрасти над осью канала. Таким образом, по распределению скоростей оседания поверхности имеется возможность устанавливать среднее направление сбойки после ее завершения, в начальный период газификации. Это будет направление наибольшего распространения изолиний скоростей оседания поверхности в сторону сбитой скважины.

При определении направления сбойки по технологическим показателям считается, что сбоечный канал должен пройти непременно между сбиваемой скважиной и той из скважин предыдущего ряда, на которой было отмечено максимальное увеличение теплотворной способности и давления газа в момент сбойки.

Предположение, что сбоечный канал обязательно должен исходить от какой-либо скважины предыдущего ряда, встречает серьезные возражения. В практике Подмосковной станции «Подземгаз» часто встречаются случаи, когда теплотворная способность максимально повышается на одной из скважин, а давление — на другой. Как видно из рис. 5, направления сбойки скважин, установленные по данным маркшейдерских наблюдений, в ряде случаев не совпадают с направлениями сбойки, установленными по технологическим показателям.

Данные по бурению скважин на выгазованное пространство подтверждают несовершенство технологического метода определения направления сбойки. Так, на газогенераторе № 2 была пробурена контрольная скважина между технологическими скважинами 969 и 957, на расстоянии 7 м от скважины 957 в сторону скважины 969 (рис. 5). По технологическим данным между скважинами 969 и 957 проходил сбочный канал, о чем на станции имеется соответствующий акт. По данным же маркшейдерских наблюдений сбочный канал скважины 969 имел диагональное направление, а на участке между скважинами 957 и 969 вырисовывался угольный целик (см. рис. 5). Так оказалось и в действительности: контрольная скважина вскрыла невыгазованный пласт угля мощностью свыше 3 м. Маркшейдерский метод, являясь по своему характеру объективным, более надежен, хотя также не является совершенным, поскольку сведения о направлении сбоек могут быть получены только через некоторый период после ее завершения.

Систематические построения фигуры выгазования на каждую дату маркшейдерских наблюдений позволяют проанализировать динамику выгазования угольного пласта по площади. По фронту промышленного газогенератора № 2, имевшего ширину свыше 200 м, вплоть до XIV ряда эксплуатационных скважин развивались обособленно четыре локальных области газификации, разделенные целиками невыгазованного угля (см. рис. 5).

Следует подчеркнуть, что и на других газогенераторах Подмосковной станции «Подземгаз» отсутствие строгой направленности сбоек скважин приводило и приводит к формированию по фронту газогенератора нескольких локальных областей газификации, разделенных целиками, причем каждая такая локальная область развивается за счет подачи дутья в 3—4 скважины эксплуатационного ряда.

На газогенераторе № 2 несколько скважин каждого эксплуатационного ряда сбивались в направлении области интенсивного выгазования угля на предыдущих рядах скважин. Через 10—15 суток после такой сбоек на участке этих скважин обычно уже отчетливо вырисовывалась муфта сдвига, имеющая плавную чашеобразную форму. Это свидетельствовало о том, что каналы газификации скважин уже соединились и образовалась одна общая область газификации для всей группы скважин. Действительно, если бы в пределах области газификации, которой соответствует муфта сдвига, имелись целики угля, разделяющие каналы соседних скважин, то дно муфты было бы осложнено поднятиями над участками таких целиков. Исследования ВНИИ на шахтах Подмосковного бассейна [7] показали, что целики в выработанном пространстве шириной порядка 3 м уже ясно фиксируются по

оседаниям поверхности благодаря тому, что над ними оседания поверхности значительно уменьшаются, по сравнению с соседними участками (рис. 6). Что касается возможности появления в выгазованном пространстве целичков небольших размеров, влияние которых может не отразиться на виде

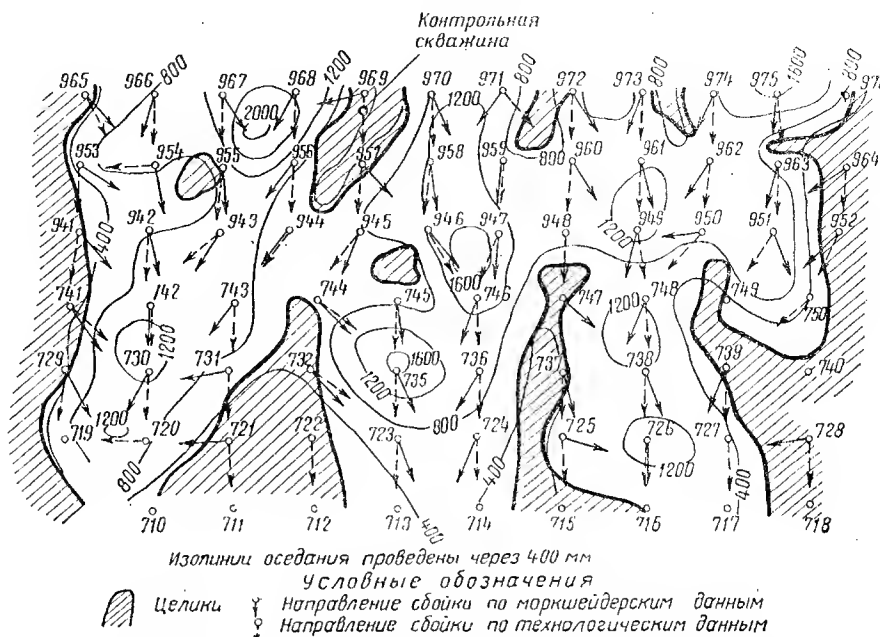


Рис. 5. Участок промышленного газогенератора № 2 с нанесением фигуры выгазовывания

муфты сдвига, то такие целики должны неизбежно раздавливаться за счет концентрации на них горного давления.

Начиная с XV ряда, расстояние между скважинами в ряду на газогенераторе № 2 было уменьшено

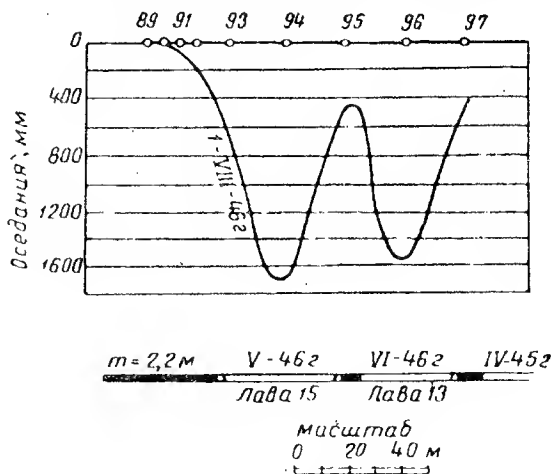


Рис. 6. Вид кривой оседания на участке расположения целика в выработанном пространстве (шахта № 30, трест Донскойуголь).

до 25 м. Наблюдения за сдвижением показали, что при газификации скважин XV ряда произошло соединение локальных областей газификации и образование сплошного фронта газификации по всей ширине газогенератора № 2, выразившееся на поверхности в резком возрастании скоростей оседания и увеличении абсолютных оседаний на участках меж-

ду локальными областями газификации. Образование сплошного фронта газификации на газогенераторе № 2 при уменьшении расстояния между скважинами до 25 м свидетельствует о том, что это расстояние является достаточно небольшим, чтобы при существующих режимах подачи дутья и отвода газа обеспечить поддержание сплошного фронта газификации по всей ширине газогенератора.

Газификация сплошным фронтом протекала на газогенераторе № 2 в течение нескольких месяцев. Затем между скважинами 956 и 957, а позже между другими скважинами вырисовались целики угля, появление которых повело в дальнейшем к разделению газогенератора № 2 вновь на несколько локальных областей (см. рис. 5). Рассмотрим причины появления целика между скважинами 956 и 957. Как показали маркшейдерские наблюдения, скважины 956 и 957 сбились не на противолежащие им скважины 944 и 945, а в диагональных направлениях и притом в противоположные стороны (см. рис. 5). Скважина 956 после сбойки на газификации не работала, а вскоре была поставлена на газотвод. Дутье, подававшееся на газификацию в скважину 957, расходовалось в стороне от участка между скважинами 956 и 957 и не могло выгазовать уголь на этом участке. Сбойки скважин следующего ряда 969 и 970 также произошли диагонально и в противоположные стороны, что обусловило определенную направленность потоков дутья, подаваемых на газификацию в эти скважины. В результате целик не только не был выгазован, но продолжал увеличиваться и разделил газогенератор на обособленные части.

При газификации газогенератора № 2 данные о положении огневого забоя и целиков в выгазованном пространстве, получаемые путем систематических маркшейдерских наблюдений, не учитывались.

Между тем, использование этих данных позволило бы более правильно и обоснованно организовать управление процессом и не допускать появления целиков в выгазованном пространстве. Так например, для выгазования целика в районе скважин 945 и 946 (см. рис. 5) следовало, подавая дутье в скважину 945, отводить газ через скважины 745 и 746 и прекратить газоотвод через скважину 744. Одновременно с этим следовало резко уменьшить подачу дутья в скважину 946. Тогда основной поток дутья, омывая целик угля, обеспечил бы его выгазование. Если целик при этом все же не был бы полностью выгазован, следовало прекратить газоотвод через скважины 745 и 746 и, подавая дутье в скважину 946, отводить газ через скважину 744. При таком способе регулирования дутьегазовых потоков должны обеспечиваться как выгазование целиков и поддержание сплошного фронта газификации, так и высокая теплотворность газа, поскольку при омывании потоками дутья угольных целиков будет создаваться достаточный контакт дутья с углем для нормального протекания процесса газификации.

С другой стороны, следовало бы предпринять меры для организации направленной сбойки, притормаживая сбойку скважин, расположенных против областей интенсивного выгазования угля, и форсируя сбойку скважин, оказавшихся против образовавшихся целиков угля.

Сплошной фронт газификации по всей ширине газогенератора имеет значительные преимущества по сравнению с локальными областями газификации, поскольку при наличии сплошного фронта обеспечивается сплошность выгазования угольного пласта по площади и наилучшие условия сдвижения покрывающих пород над выгазованным пространством.

Характерно, что на газогенераторе № 2 при наличии сплошного фронта газификации (декабрь 1953 г. — март 1954 г.) показатели процесса заметно улучшились как в отношении устойчивости режима, так и в отношении снижения потерь угля. Достаточно указать, что величина последних в период наличия сплошного фронта газификации снизилась до 25% против 47% среднегодовых потерь по газогенератору № 2 в 1953 г.

При разработке новых систем газификации следует стремиться к обеспечению прямолинейности огневого забоя при сплошном фронте газификации по всей ширине газогенератора, с тем чтобы свести к минимуму нарушение сплошности покрывающих пород над выгазованным пространством, обеспечить устойчивость технологического процесса и предотвратить значительные потери угля в целиках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Семененко Д. К., Турчанинов И. А., Маркшейдерский метод определения положения огневого забоя при подземной газификации углей в условиях Подмосковного бассейна, бюллетень «Подземная газификация углей», Углетехиздат, 1956, № 7.
2. Фокин Д. А., Применение глубинных реперов для исследования сдвижения пород на Подмосковной станции «Подземгаз», бюллетень «Подземная газификация углей», Углетехиздат, 1954, № 3.
3. Поляк З. И., Казак В. Н., Барышева М. И., Некоторые вопросы сдвижения горных пород в Подмосковном бассейне, «Исследования по вопросам маркшейдерского дела», Сборник XXVI, Углетехиздат, 1952.
4. Турчанинов И. А., Изучение поведения горных пород при подземной газификации по данным эксплуатации промышленных и опытных газогенераторов Подмосковной станции «Подземгаз», Научно-технический отчет, фонды ВНИИ-Подземгаза, 1953—1954 гг.
5. Морозова Р. Л., Василевич Ю. А. и др., Разработка и испытание способа бурения скважин на выгазованное пространство с извлечением керна, Научно-технический отчет, фонды ВНИИПодземгаза, 1955.
6. Семененко Д. К., Фокин Д. А., Турчанинов И. А., Изучение поведения горных пород при подземной газификации углей, Научно-технический отчет, часть II, фонды ВНИИПодземгаза, 1952.
7. Кацнельсон Н. Н., Изыскание рациональных параметров процесса подземной газификации углей на новых угольных участках и месторождениях, Технический отчет ВНИИМ, 1953.

Выбор воздуходушных машин для станций „Подземгаз“

М. Я. ШАПИРО

Главподземгаз

СЖАТИЕ воздуха, подводимого к газифицируемому уголю на станциях «Подземгаз», связано с определенными расходами, которые составляют значительную долю в общих затратах по производству газа. Так например, в 1956 г. на Подмосковной станции «Подземгаз» 34 % затрат на производство газа падало на стоимость сжатия воздуха, подаваемого в подземные газогенераторы. Для более крупных станций при аналогичных горногеологических условиях залегания угольного пласта, за счет уменьшения доли цеховых, общезаводских и административных расходов удельный вес затрат на сжатие воздуха увеличивается. Согласно разработанным Гипроподземгазом технико-экономическим обоснованиям строительства Грызловской станции «Подземгаз» мощностью, в семь раз превышающей мощность Подмосковной станции «Подземгаз», затраты на сжатие воздуха составят уже 47 % от общих затрат на производство газа. От 80 до 95 % указанных выше затрат на сжатие воздуха падают на оплату энергетических расходов, поэтому большое значение имеет правильный выбор конечного давления сжатого воздуха и наиболее экономичных воздуходушных машин.

Конечное давление воздуха зависит от размеров потерь напоров на отдельных участках технологической схемы получения газа. Его наименьшее значение будет при максимальном приближении воздуходушных станций к дутьевым скважинам, рациональном выборе сечений воздухопроводов, газопроводов и обсадных колонн скважин, а также при минимальных местных сопротивлениях в коммуникациях и особенно в регулирующих органах.

Не анализируя в пределах данной статьи возможности сокращения сопротивлений на отдельных участках, отметим только, что проведенное в конце 1954 г. на Подмосковной станции «Подземгаз» уменьшение конечного давления дутья и замена ряда поршневых малопроизводительных машин одной центробежной воздуходушкой снизило удельный расход электроэнергии на сжатие воздуха с 48,2 кВт-ч на 1000 м³ воздуха в 1954 г. до 38,2 кВт-ч в 1955 г., хотя коэффициент полезного действия вновь установленной центробежной воздуходушки ниже коэффициента полезного действия поршневых воздухо-

дуктов. Указанное мероприятие в значительной мере сказалось на снижении на 20 % в 1955 г. по сравнению с 1954 г. удельного расхода энергии на производство газа и удешевлении себестоимости газа с 37 руб. 68 коп. за 1000 м³ газа в 1954 г. до 28 руб. 76 коп. в 1955 г.

Выбор экономичной воздуходушной машины для станции «Подземгаз» должен производиться не только с точки зрения полного соответствия параметров воздуха требованиям технологии, но и с учетом наиболее совершенной конструкции маши-

ны, возможности ее регулирования, экономических показателей по расходу энергии и стоимости, а также эффективности того или иного привода.

ВИДЫ ВОЗДУХОДУШНЫХ МАШИН ДЛЯ СТАНЦИЙ «ПОДЗЕМГАЗ»

Машины, применяемые для сжатия воздуха, в первую очередь, различаются по конечному давлению сжатия. Сжатие воздуха до давления примерно 4 ата не вызывает значительного нагревания сжимаемой среды и поэтому не требует промежуточного охлаждения. Сжатие воздуха до более высоких давлений уже не может производиться без промежуточ-

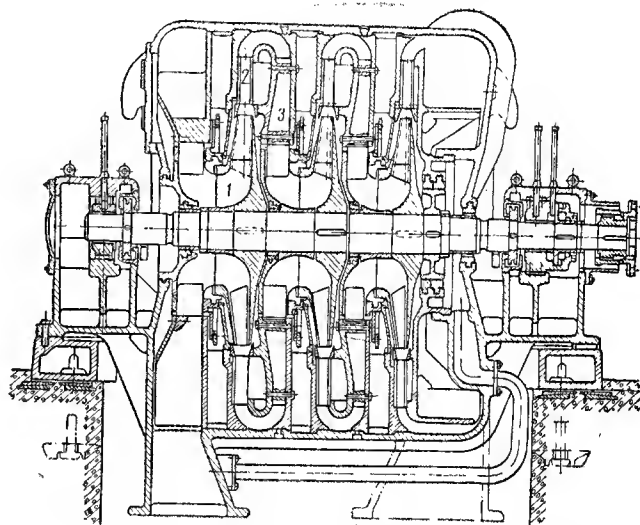


Рис. 1. Продольный разрез центробежной воздуходушки НЗЛ типа 0-920-33

1 — рабочее колесо первой ступени; 2 — неподвижный кольцевой канал-диффузор; 3 — обратный направляющий аппарат

ного охлаждения. После сжатия воздуха до давления, вызывающего нагревание его и всей машины до предела допустимой температуры, сжатый воздух подвергается охлаждению при постоянном давлении, после чего продолжается его сжатие в последующих ступенях машины.

Практические расчеты и опыт работы станций «Подземгаз» показали, что конечное давление воздуха, подаваемого на газификацию, как правило, не достигает 4 ата, в связи с чем для этих целей применяются неохлаждаемые воздуходушные машины.

По принципу действия воздуходушные машины разделяются на поршневые, в которых повышение давления воздуха осуществляется непосредственным сжатием его с помощью поршня, и на машины, в которых воздух с помощью вращающегося лопастного колеса сообщается кинетическая энергия, преобразуемая затем в энергию давления. К послед-

Таблица 1

Технические характеристики центробежных воздуховуков Невского машиностроительного завода им. Ленина

Типы машин	Объемная производит., отнесенная к начальным параметрам норм. макс. м³/мин	Конечное давление, норм. макс. ата	Отношение начального удельного веса в кг/м³ к удельному весу при 0° и 760 мм рт. ст., кг/м³	Начальное давление, ата	Начальная температура, °C	Число оборотов машины норм. макс. об/мин.	Потребная мощность, норм. макс. квт	Привод			Редуктор		Вес нетто		Оптовая цена за комплект, тыс. руб.
								Тип	Максимальная мощность, квт	Рабочий диапазон оборот., об/мин.	Тип	Вес нетто, т	Общий вес в объеме поставки, т	Собственно машины, т	
4000-44-1	3370	3,40	1,16	1,00	20	3170	11200	Пар. турбина АКВ-14-1	15000	2500 ÷ 3500	—	—	100,7	96,8	870
	3700	3,50	1,29			3250	12500								
4000-44-1	2700	3,40	1,16	1,00	20	3200	9000	Пар. турбина АКВ-14-1	15000	2500 ÷ 3500	—	—	100,7	96,8	870
	3250	3,70	1,29			3400	11500								
0-2700-31	2150	2,40	1,15	0,99	20	2950	4600	Пар. турбина АКВ-6-5	7100	2500 ÷ 3500	—	—	46,7	43,9	435
	2700	2,60	1,29			3300	6500								
1700-41-1	1300	3,20	1,15	1,00	20	3100	4100	Пар. турбина АКВ-6-V	7100	2500 ÷ 3500	—	—	53,4	51,4	635
	1700	3,60	1,29			3350	5900								
1200-25-3	790	1,55	1,16	1,00	20	3000	800	Электро-двигатель СТМ-1500-2 6000/3000 в	1500	3000	—	—	15,9	12,7	350
			1,29												
1200-26-1	1150	2,20	1,16	1,00	20	4350	2450	Электро-двигатель СТМ-3500-2 6000 в	3000	3000	P— $\frac{2300}{1,45}$	2,3	17,7	12,6	385
			1,29												
920-33-3	690	6,90	1,12	1,00	30	5200	3100	Электро-двигатель СТМ-3500-2 6000/3000 в	3400	3000	P— $\frac{3400}{1,75}$	2,6	22,4	18,0	400
	920	9,30	1,29												
920-33-2	820	2,3	1,06	0,97	38	4350	1900	Электро-двигатель СТМ-3500-2 6000/3000 в	2500	3000	P— $\frac{2500}{1,45}$	2,4	22,4	18,0	400
			1,29												
670-24-1	670	2,05	1,16	1,00	20	4800	1180	Электро-двигатель СТМ-1500-2 6000 в	1500	3000	P— $\frac{1500}{1,6}$	2,3	15,8	9,0	320
			1,29												
270-21-2	300	1,75	1,16	1,00	20	6000	430	Электро-двигатель АТМ-500-2 6000/3000 в	500	2970	P— $\frac{410}{2,03}$	0,86	5,8	3,8	150
			1,29												
0-205-21	230	1,70	1,12	1,00	30	6050	330	Электро-двигатель КАМОУ 134,2 6000 в	350	2950	P— $\frac{290}{2,03}$	0,81	5,8	3,9	130
			1,29												
205-22-1	260	2,50	1,16	1,00	20	7550	620	Электро-двигатель АТМ-700-2 6000/3000 в	700	2975	P— $\frac{550}{2,56}$	0,70	4,7	4,0	170
			1,29												

ним относятся центробежные и осевые воздуховуки (нагнетатели).

Поршневые воздуховуки малопроизводительны и значительны по своим размерам. Максимальная производительность поршневых воздуховуков, выпускаемых отечественной промышленностью, не превышает 12 000 м³ в час. Эти машины, несмотря на высокий коэффициент полезного действия, достигающий 90%, не могут найти себе применения на промышленных предприятиях подземной газификации углей, требующих значительных количеств воздуха, и используются исключительно на опытных установках при ограниченном масштабе эксперимента.

Наиболее распространены в настоящее время воздуховуки, обеспечивающие подачу больших количеств воздуха — центробежные воздуховуки (нагнетатели), представляющие из себя набор собран-

ных в общем корпусе последовательно работающих колес, укрепленных на общем роторе.

Продольный разрез воздуховуки Невского машиностроительного завода им. Ленина (НЗЛ) типа 0-920-33 представлен на рис. 1. Воздух из всасывающего патрубка поступает в рабочее колесо первой ступени 1. По выходе из колеса воздух подается в неподвижный кольцевой канал-диффузор 2, а затем поворачивается к входу в следующую ступень, проходя через обратный направляющий аппарат 3, неподвижные лопатки которого находятся между колесами. Пройдя аналогичным путем последовательно все ступени, сжатый воздух попадает в нагнетательную камеру и выходит через нагнетательный патрубок в нагнетательный трубопровод. Степень сжатия воздуха на одном колесе равна приблизительно 1,5, в связи с чем для необходимых в нашем

случае давлений могут оказаться приемлемыми нагнетатели с 3—4 колесами.

Технические характеристики центробежных воздуходувок, серийно выпускаемых НЗЛ и могущих найти применение на станциях «Подземгаз», представлены в табл. 1.

Специфической особенностью всех воздуходувных машин, в которых повышение давления происходит за счет сообщения воздуху кинетической энергии вращающимися лопастями, является определенная для данной воздуховки зависимость производительности от конечного давления воздуха. При неизменных числе оборотов ротора и начальных параметрах воздуха уменьшение производительности воздуховки неизбежно связано с повышением конечного давления. Уменьшение производительности возможно только до определенного предела, ниже которого начинается неустойчивая работа машины, связанная с резкими колебаниями производительности и мощности, вибрацией машины и толчками ротора. Такого рода явления называются «помпажем».

Явления «помпажа» наблюдаются у центробежных воздуховок при уменьшении производительности до 60—70% от номинальной. Увеличение производительности воздуховок при одновременном падении конечного давления связано с увеличением потребляемой мощности, и предел возможной производительности лимитируется установленной мощностью двигателя.

Для каждой воздуховки имеется свой оптимальный режим давления и производительности, соответствующий максимальному коэффициенту полезного действия. Любые отступления от оптимального режима при постоянном числе оборотов связаны с уменьшением экономичности воздуховки.

Пределы возможных отступлений от номинальных параметров машины по производительности и давлению и связанное с этим уменьшение экономичности можно проследить по характеристикам машины, представляющим кривые зависимости степени сжатия, коэффициента полезного действия (политропического или адиабатического) и потребляемой мощности от производительности (рис. 2).

Уместно напомнить, что политропический коэффициент полезного действия воздуховки $\eta_{пол}$ представляет собой отношение теплового эквивалента работы сжатия к тепловому эквиваленту полной работы, включая работу трения. Этот коэффициент, называемый также внутренним к. п. д., учитывает потери на трение воздуха в каналах, потери при преобразовании кинетической энергии воздуха в диффузорах и не учитывает потерь во всасывающем и нагнетательном патрубках воздуховок. Таким образом, политропический к. п. д. характеризует совершенство конструкции проточной части воздуховки, а также влияние измещений режимов работы на эффективность работы данной конструкции.

Из сказанного следует, что политропический к. п. д. не может служить критерием при сравнении различных по своему принципу действия воздуховок.

В рассматриваемом нами случае целью процесса сжатия является только увеличение давления воздуха без каких-либо добавочных требований, например, в отношении одновременного увеличения вну-

тренней энергии (температуры). Это обстоятельство заставляет нас стремиться к такому ведению процесса сжатия, при котором мощность, затрачиваемая на увеличение давления, была бы наименьшей.

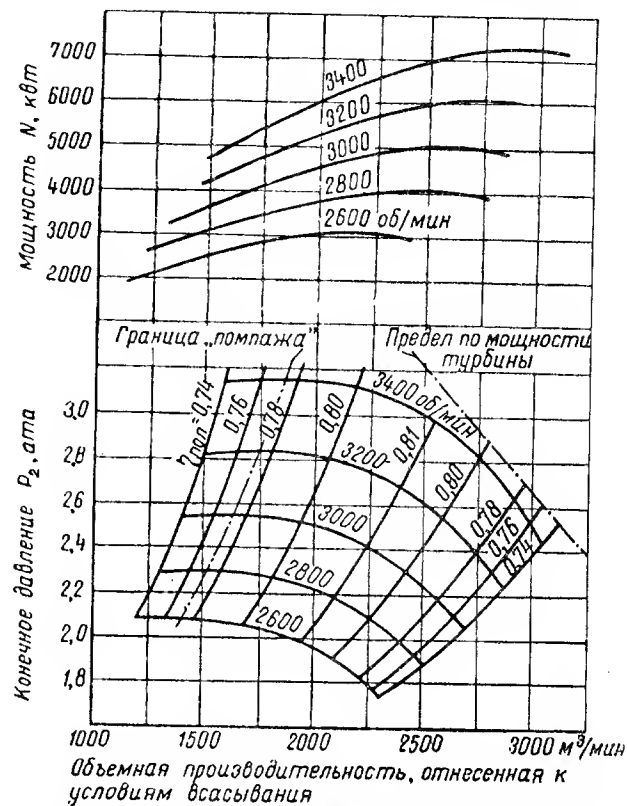


Рис. 2. Характеристики центробежной воздуховки НЗЛ типа 0-2700-31 производительностью 2700 м³/мин, приведенной к условиям всасывания $t^\circ=0^\circ\text{C}$ и $P=0,99\text{ ата}$

Теоретической минимальной работой, необходимой для сжатия воздуха для рассматриваемых неохлаждаемых машин, является работа адиабатического сжатия.

$$L_{ад} = \frac{K}{K-1} \cdot P_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] \text{ кгм/м}^3,$$

где P_1 и P_2 — абсолютное давление воздуха до и после сжатия, кг/м²;

K — показатель адиабаты, равный для воздуха 1,4.

Поэтому самым правильным критерием для сравнения экономичности воздуховок различных конструкций является адиабатический коэффициент полезного действия, выражающий отношение теплового эквивалента работы адиабатического сжатия к тепловому эквиваленту полной работы неохлаждаемой воздуховки.

$$\eta_{ад} = \frac{L_{ад} V}{60 \cdot 75 \cdot 1,36 N_v \cdot \eta_m},$$

где V — производительность воздуховки при условии всасывания, м³/мин;

N_v — мощность, потребляемая воздуховкой, на валу, кВт;

η_m — механический к. п. д., равный 0,97 — 0,99%.

Адиабатический к. п. д. центробежных воздуходувов, серийно выпускаемых в настоящее время, для мощностей более $100 \text{ м}^3/\text{мин}$ составляет от 70 до 80%; для более мелких машин он редко достигает указанной величины и находится в пределах 60—70%.

Техника последних десятилетий выдвинула задачу создания воздуходувных машин большей производительности с высокими экономическими показателями. С развитием газовых турбин начали получать распространение осевые компрессоры, являющиеся составной частью газовых турбин и обладающие высоким к. п. д.

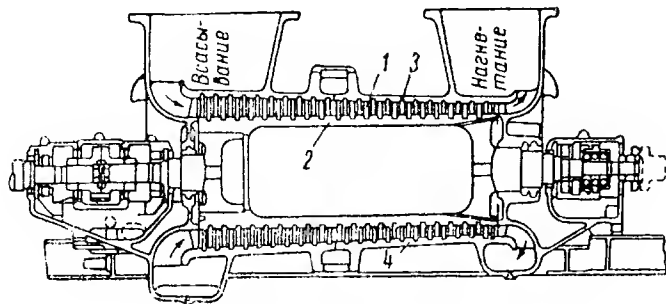


Рис. 3. Продольный разрез осевого компрессора

Осевой компрессор (рис. 3) представляет собою цилиндрический ротор 2 относительно большого диаметра с закрепленными на нем несколькими венцами рабочих лопаток 1. Лопатки выходного направляющего аппарата 3, которые одновременно являются входным направляющим аппаратом для следующей ступени, закреплены в корпусе компрессора 4. Воздух из всасывающего патрубка последовательно проходит через рабочие и направляющие лопатки и через последний направляющий аппарат поступает в нагнетательный патрубок. Степень сжатия воздуха в одной ступени осевого компрессора не превышает 1,15—1,20, в связи с чем для достижения давления воздуха, достаточного для удовлетворения нужд станций «Подземгаз», требуется осевой компрессор со значительным числом ступеней. Представленный на рис. 3 компрессор имеет 20 ступеней при создаваемой степени сжатия воздуха 3,5.

Благодаря прямооточности движения газа, совершенной аэродинамической форме рабочих и направляющих лопаток и, наконец, малой величине зазора между лопатками и корпусом в осевых компрессорах удается получить более высокий к. п. д., чем в центробежных машинах.

Современные осевые компрессоры имеют адиабатический к. п. д. $\eta_{ад} = 85—92\%$.

Несмотря на столь высокий к. п. д. осевые компрессоры не нашли еще широкого распространения в технике и до последнего времени их применяют только в качестве составной части газотурбинных установок. Кроме необходимости очень тщательной техники изготовления осевых компрессоров, ограниченность их изготовления вызвана также тем, что до последнего времени характеристики осевых компрессоров, в основном получены расчетным путем, показывали, что в отличие от центробежных машин зона неустойчивой работы для этих машин при по-

стоянном числе оборотов наступает уже при уменьшении производительности на 10%. Кроме того, расчетные характеристики осевых компрессоров показывали резкое падение к. п. д. при отклонении от оптимального режима.

В силу сказанного, в металлургической промышленности, являющейся основным заказчиком воздуходувных машин большой производительности, осевые компрессоры не нашли себе применения, так как для обеспечения технологического процесса на металлургических заводах требуются значительные изменения режима воздуходувных машин как по производительности, так и по давлению, например, для случая преодоления сопротивления в домне при зависании шихты.

Однако результаты стендовых испытаний осевых компрессоров, изготовленных Ленинградским металлургическим заводом для комплектования газотурбинной установки ГТ-12-3 Шатской станции «Подземгаз», показали, что устойчивая работа компрессоров сохраняется при уменьшении производительности на 20% и более, а зона высокого к. п. д. компрессора не намного уже, чем у центробежных машин. На рис. 4 показаны характеристики осевого компрессора низкого давления установки ГТ-12-3. Этот компрессор при производительности $3600 \text{ м}^3/\text{мин}$ и степени сжатия $\epsilon = 2,6$ имеет адиабатический к. п. д. $\eta_{ад} = 90\%$.

Осевой компрессор, близкий по своей характеристике к рассмотренной машине, в самое ближайшее время должен найти себе применение на крупных станциях «Подземгаз», на которых, как это будет показано ниже, не требуется значительных изменений количества и давления воздуха после машины.

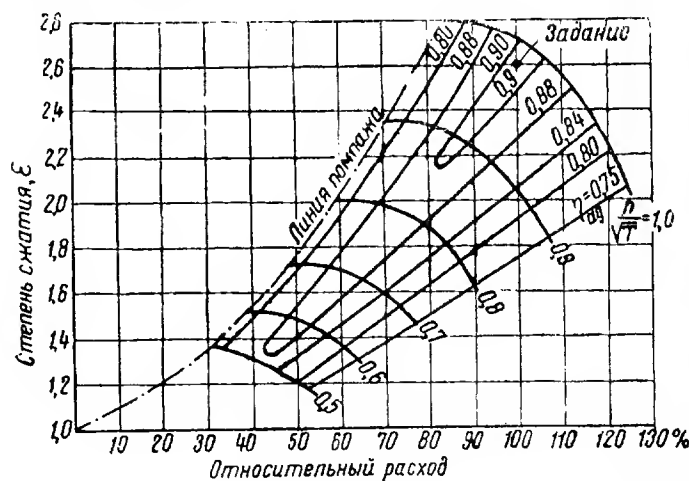


Рис. 4. Характеристика осевого воздушного компрессора низкого давления установки ГТ-12-3

Задание: $p = 3000 \text{ об/мин}$, $T = 290^\circ\text{K}$, $Q = 3600 \text{ м}^3/\text{мин}$, $\epsilon = 2,6$

Для сравнения осевого компрессора с центробежной машиной определим адиабатический к. п. д. центробежного нагнетателя Невского машиностроительного завода типа 0-2700-31 при работе его с той же примерно степенью сжатия. Этот нагнетатель при начальном давлении воздуха $P_1 = 0,99 \text{ атм}$, сжатии его до $P_2 = 2,60 \text{ атм}$ и производительности $V = 2700 \text{ м}^3/\text{мин}$ на валу машины потребляет мощность $N_v = 6400 \text{ квт}$.

Адиабатическая работа сжатия воздуха равна:

$$L_{ад} = \frac{1,4}{1,4-1} 9900 \left[\left(\frac{2,60}{0,69} \right)^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right] = 10\,900 \text{ кгм/м}^3,$$

а адиабатический к. п. д. при $\eta_m = 0,98$ равен

$$\eta_{ад} = \frac{10\,900 \cdot 2700}{60 \cdot 75 \cdot 1,36 \cdot 6400 \cdot 0,98} \cdot 100 = 76,5\%,$$

то есть на $\frac{90 - 76,5}{90} \cdot 100 = 15\%$ ниже, чем у осевого компрессора.

Сравнение вса этих машин также говорит в пользу осевого компрессора: центробежный нагнетатель 0-2700-31 весит 43,9 т, что составляет 16,3 т на 1000 м³ воздуха в минуту, а осевой компрессор низкого давления установки ГТ-12-3 весит 55 т, или 15,3 т на 1000 м³ воздуха в минуту. В случае строительства специального осевого компрессора для станций «Подземгаз», то есть как самостоятельного агрегата, его вес еще уменьшится, так как ротор рассматриваемого осевого компрессора, являющегося составной частью газотурбинной установки, кроме своего основного назначения для данной машины призван передавать значительные мощности от газовой турбины к другим компрессорам, расположенным по другую сторону.

Сравнение стоимости указанных машин в настоящее время говорит не в пользу осевого компрессора. Однако это обстоятельство не может служить критерием для выбора типа машины, так как определяемая Ленинградским металлическим заводом стоимость осевого компрессора, 1250 тыс. руб. обусловлена особенностью изготовления первой машины, на стоимость которой ложатся затраты, связанные с изготовлением оснастки и почти ручное профилирование лопаток, что не будет иметь места при изготовлении партии одинаковых машин.

Воздуходувные машины наряду с высокими экономическими показателями при номинальном режиме должны иметь достаточно высокий к. п. д. на переменных режимах работы в пределах их колебания на станциях «Подземгаз».

РЕГУЛИРОВАНИЕ И ПРИВОД ВОЗДУХОДУВНЫХ МАШИН

Сезонное колебание температуры атмосферного воздуха, поступающего на всасывание в воздуходувную машину, вносит неизбежное изменение в режим работы воздуходувки. При изменении температуры от +30 до -20°С воздуходувная машина при прочих равных условиях увеличивает свою производительность на 30% при одновременном повышении конечного давления и расхода энергии.

Для станций «Подземгаз», вырабатывающих энергетический газ в качестве топлива для промышленных предприятий, производство газа, а следовательно, и потребность станций в сжатом воздухе также колеблется в течение года. В отопительный сезон мощность станции по выработке газа возрастает,

что находится в некотором соответствии с увеличением производительности воздуходувных машин, вызванным понижением температуры атмосферного воздуха.

В случае использования газа для выработки электроэнергии или других технологических целей сезонная неравномерность потребления газа несколько выравнивается. Однако во всех случаях отсутствует точное соответствие в течение года потребления газа и изменения производительности воздуходувных машин, если последние не подвергаются принудительному регулированию.

Колебания расхода воздуха на станциях «Подземгаз» могут иметь место также и вне зависимости от температурных условий, например, при изменении удельного расхода дутья на выработку газа в связи с перемещением огневых работ на участке с иными горногеологическими условиями, изменением потерь дутья на этих участках, при подготовке новых площадей угольного пласта и др.

Увеличение производительности станции по выработке газа возможно как путем интенсификации процесса по действующим скважинам, так и путем включения дополнительных участков газификации. В первом случае увеличение расхода воздуха будет связано с резким повышением давления в системе в связи с тем, что увеличение сопротивления в действующих коммуникациях и скважинах будет находиться в степенной (близко к квадратичной) зависимости от расхода воздуха. Во втором случае повышение давления произойдет на небольшую величину, так как сопротивление увеличится только в магистральных воздухопроводах от воздуходувного до газогенераторного цеха, оставаясь неизменным в пределах последнего.

Выбор того или другого способа изменения режима работы воздуходувного цеха или их комбинирование должны производиться эксплуатационным персоналом станции с таким расчетом, чтобы во всех случаях был обеспечен минимальный расход энергии на сжатие воздуха, то есть с учетом обеспечения работы воздуходувных машин на режимах с наибольшим к. п. д.

Как было указано выше, изменение производительности и давления центробежных и осевых воздуходувных машин при постоянном числе оборотов может происходить только в пределах характеристики машин для данной температуры всасываемого воздуха. В реальных условиях регулирование машины в пределах ее характеристики не удовлетворяет требованиям станций «Подземгаз», так как уменьшение количества подаваемого воздуха всегда будет связано с уменьшением давления, а не с увеличением, получаемым согласно характеристике. За пределами характеристики при постоянном числе оборотов изменение режима работы воздуходувных машин может производиться дросселированием воздуха на входе в машину путем частичного закрытия задвижки, устанавливаемой на всасывающем патрубке.

Такое регулирование неизбежно связано со значительным перерасходом энергии. При уменьшении производительности машины дросселированием воздуха на всасывании и сохранении того же конечного

давления степень сжатия воздуха в машине возрастает, так как воздух в машину будет поступать под разрежением, создаваемым дроссельной задвижкой. Кроме того, такой режим работы не будет соответствовать максимальному значению к. п. д. машины.

Для осевых компрессоров, обладающих резким снижением к. п. д. при отступлении от оптимального режима и имеющих близкую зону «помпажа», регулирование при постоянном числе оборотов практически невозможно, в связи с чем эти компрессоры с приводом от нерегулируемых электромоторов не могут пойти себе применения на станциях «Подземгаз».

В некоторых конструкциях центробежных воздуходувок в целях улучшения экономичности при переменных режимах работы применяется механизм для поворота лопаток в обратном направляющем аппарате при входе воздуха во все колеса. Однако эффективность этого метода невелика и сокращает перерасход энергии по сравнению с регулированием во всасывании не более чем на 12%.

Наилучшим, с точки зрения экономичности, способом регулирования воздуходувных машин является привод от паровой турбины, позволяющий работать на переменных числах оборотов. При этом приводе можно в широких пределах изменять производительность и конечное давление воздуходувки, оставаясь в зоне высокого к. п. д., и значительно сократить перерасход энергии, связанный с сезонным изменением температуры воздуха. Например, доменная воздуходувка Невского машиностроительного завода типа 0—2000—32, потребляющая в зависимости от режимов работы от 3200 до 4500 кВт, при турбинном приводе в зимнее время расходует энергии на ≈ 900 кВт меньше, чем та же машина с приводом от электромотора и с дросселированием во всасывании.

Таким образом, воздуходувки с электроприводом неэкономичны для крупных станций «Подземгаз».

С увеличением мощности воздуходувных установок для станций «Подземгаз» экономический эффект от применения парового привода воздуходувных машин возрастает, что связано с увеличением к. п. д. для крупных паровых турбин, применяемых для привода.

Кроме того, при паровом приводе становится особенно целесообразным и выгодным использование осевых компрессоров, которые, как было показано выше, имеют более высокий адиабатический к. п. д. сжатия воздуха, что позволяет сократить расход энергии \approx на 15% по сравнению с центробежными воздуходувками. Для воздуходувных машин малой производительности преимущество сохраняется за электроприводом, так как паровые турбины малых мощностей имеют низкий к. п. д., а стоимость их в комплексе с оборудованием для производства пара значительно выше стоимости электрооборудования.

При эксплуатации станций «Подземгаз» регулирование расхода воздуха и его давления следует производить, обеспечивая работу воздуходувных машин на экономичных режимах за счет регулирования количества скважин, включаемых в эксплуатацию.

ГАЗОТУРБИННЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Развитие газотурбостроения выдвинуло вопрос об использовании энергетического газа подземной газификации углей непосредственно в газовых турбинах, приводящих в движение воздуходувные машины, что исключает трансформацию тепловой энергии газа в паровую, электрическую и механическую для привода этих машин.

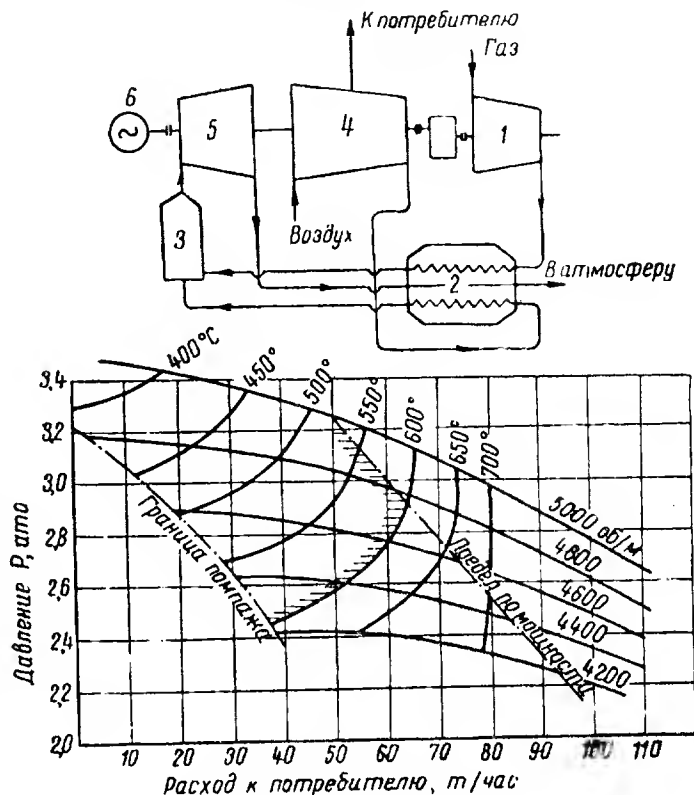


Рис. 5. Схема и диаграмма режимов газотурбинного компрессора ГТ-50000

Первый шаг в этом направлении в Советском Союзе сделал Невский машиностроительный завод, создав газотурбинный компрессор ГТ-50 000. Схема этой машины представлена на рис. 5. Газ подземной газификации углей в количестве $12\,000\,m^3/час$ поступает в газовый компрессор 1, в котором сжимается до 4,12 атм. При этом давления газ, пройдя подогрев в регенераторе 2, входит в камеру сгорания 3, где сжигается при постоянном давлении с большим избытком воздуха, зависящим от допустимой температуры газов на выходе в газовую турбину. Атмосферный воздух в количестве $145\,000\,m^3/час$ сжимается в осевом компрессоре 4 до конечного давления 3,75 атм, подогревается в генераторе и поступает в камеру сгорания. Продукты сгорания из камеры сгорания при температуре 600°C входят в газовую турбину 5, расширяются на ее лопатках, совершая механическую работу. Выходящие из газовой турбины продукты сгорания подогревают в генераторе газ и воздух и выбрасываются в атмосферу.

Мощность газовой турбины используется для привода воздушного и газового компрессоров. Для запуска агрегата по другую сторону газовой турбины установлен пусковой электродвигатель 6.

Часть воздуха в количестве $50\,000\text{ м}^3/\text{час}$ при давлении в соответствии с заданием равным $2,95\text{ ата}$ отбирается к потребителю. Использование одного осевого компрессора для подачи воздуха к потребителю и для осуществления газотурбинного цикла позволило сократить число отдельных агрегатов и за счет увеличения мощности, повысить к. п. д. осевого компрессора.

На том же рисунке в осях расход-давление приведена диаграмма режимов газотурбинной установки при переменных числах оборотов и температурах на входе газа в газовую турбину. Возможности регулирования газотурбинного компрессора ограничены допустимой температурой на входе в турбину, равной на данной стадии развития металлургии $600\text{—}650^\circ\text{C}$, границей «помпажа» и предельной мощностью турбины. Главной определяющей экономичность газовой турбины является температура газа на входе в турбину, от которой зависит к. п. д. установки. Поэтому перемещение режима работы машины в область левее заштрихованного участка, хотя и возможно, но связано с потерей экономичности, что сужает пределы регулирования.

С точки зрения расширения возможности работы на переменных режимах заслуживает внимания схема, предложенная Швейцарской фирмой Броун-Бовери, и разрабатываемая также Ленинградским металлическим заводом. Схемой предусматривается привод осевого воздушного компрессора от газовой турбины с одновременным использованием части мощности турбины для работы трехфазного генератора. Изменение режимов потребления воздуха при постоянной нагрузке газовой турбины компенсируется соответствующим уменьшением или увеличением вырабатываемой и передаваемой в сеть электроэнергии.

Эффективный к. п. д. цикла газотурбинного компрессора определяется как отношение теплового эквивалента адиабатической работы сжатого воздуха к количеству тепла, заключенному в израсходованном газе подземной газификации угля, и составляет в настоящее время $21\text{—}23\%$.

Возможность повышения указанного коэффициента полностью зависит от развития металлургии жаропрочных сталей.

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДУХОДУВНЫХ УСТАНОВОК

Сопоставление эффективности применения того или иного типа воздуходувных машин и способа их привода должно производиться с учетом потерь всех видов энергии. В табл. 2 приведены ориентировочные значения коэффициентов полезного действия и потерь (в процентах) по элементам трансформации тепловой энергии газа в энергию сжатого воздуха для случаев применения центробежных и осевых воздуходувок с электрическим и паровым приводом, а также для газотурбинного компрессора. Для парового привода рассмотрены варианты выработки в котельной установке пара с давлением $\approx 30\text{ ата}$ и использования его в конденсационной приводной турбине типа АКв и вариант выработки пара высокого давления $\approx 90\text{ ата}$ и использование его перед

Таблица 2

Наименование	Центробежная воздуходувка			Осевой компрессор		Газотурбинный компрессор ГТ-50000
	электропривод	паровой привод $P=29\text{ ата}$	паровой привод $P=90\text{ ата}$	паровой привод $P=29\text{ ата}$	паровой привод $P=90\text{ ата}$	
К. п. д. котельной	90	88		88		—
Потери тепла в котельной	5	5	30	5	30	—
К. п. д. паровой турбины	38	29		29		—
К. п. д. электрогенератора	97	—	—	—	—	—
Потери электростанции на собственные нужды	6,5	—	—	—	—	—
Потери в трансформаторах и сетях	7	—	—	—	—	—
К. п. д. электроагрегата	98	—	—	—	—	—
Адиабатический к. п. д. воздуходувки	76,5	76,5	76,5	90	90	21,2
Расход собственных нужд воздуходувной станции	2	10	13	10	13	5
Общий эффективный к. п. д. системы	20,1	16,7	20,0	19,7	23,5	20,1

той же приводной турбиной в предвключенной генераторной турбине типа ВР.

Потери в воздуходувной станции взяты по проектным материалам Гипроподземгаза для новых станций и определяются, в основном, расходом энергии на циркуляционную систему охлаждающей воды.

Из сопоставления видно, что центробежные воздуходувки с паровым приводом уступают по своей экономичности тем же машинам с электрическим приводом и только при осуществлении тепловой схемы с предвключенной турбиной достигают той же эффективности.

Однако, учитывая, что приведенный общий эффективный к. п. д. системы для случая электропередачи соответствует номинальному режиму, при отступлении от которого экономичность этой системы сильно снижается, для крупных станций «Подземгаз» следует отказаться от электрического привода и перейти на паровой, одновременно осуществляя высокоэкономичные тепловые схемы (предвключенная турбина, парогазовый цикл и др.).

Осевые компрессоры даже при использовании пара среднего давления для их привода конкурируют с электроприводом при работе его на оптимальном режиме, а в случае использования предвключенной турбины значительно превышают показатели всех рассмотренных вариантов.

Газотурбинные компрессоры при допустимой в настоящее время температуре газа перед газовой турбиной $600\text{—}650^\circ\text{C}$ находятся на одном уровне экономичности с центробежными машинами на электроприводе и с паровым приводом при высоких параметрах пара, а также с осевыми компрессорами со средним давлением пара, уступая последним при применении пара высокого давления. С развитием

металлургии жаропрочных сталей и турбогазостроения этот тип воздухоудвухных машин найдет себе широкое применение на станциях «Подземгаз».

Приведенное сопоставление касалось исключительно энергетических показателей той или иной системы. Экономические же показатели, также как стоимость капитальных затрат, эксплуатационные расходы и др., должны рассматриваться в каждом конкретном случае при разработке проектно-сметной документации новых станций. Но во всех случаях энергетическая эффективность цикла является определяющим критерием, так как в случае превышения стоимости капитальных затрат для энергетически эффективной схемы все равно в более или менее

длительный срок они будут компенсированы стоимостью сэкономленной энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Канторович Б. В. Гидравлические и воздухоудвухные машины. Металлургиздат, 1950
2. Рисс В. Ф., Центробежные компрессорные машины. Машгиз, 1951.
3. Гринберг М. И. и др., Газотурбинная установка ГТ-12-3 Ленинградского металлического завода. «Некоторые вопросы энергомашиностроения» в СССР, Машгиз, 1956.
4. Технический проект газотурбинной установки ПГ-50 000, Невский машиностроительный завод, 1951.
5. Техничко-экономические соображения строительства Грызловской, Сталинской, Южно-Кузбасской и Южно-Абинской станций «Подземгаз», ВНИИПодземгаз, 1955.

Об экспедиционной станции „Подземгаз“

(в порядке обсуждения)

Г. А. КАРЧЕВСКИЙ

ВНИИПодземгаз

УКАЗАНИЯ партии и правительства о разумном и экономном расходовании государственных средств при строительстве обязывают серьезно относиться к исходным данным и брать в основу проектирования крупных предприятий только данные, проверенные практикой, для чего, например, при проектировании газовых наземных установок с новыми углями, проводятся опыты в промышленных масштабах.

Строительство станций «Подземгаз» связано в этом отношении с большими трудностями, ввиду большого количества факторов, влияющих на процесс подземной газификации, и недостатка исходных данных, могущих служить основой для проектирования.

Наша промышленность имеет только 3 действующих станции (Подмосковная, Лисичанская и Южно-Абинская), опыт которых широко используется и будет использоваться при проектировании новых объектов.

Однако не во всех случаях этот опыт может быть достаточным. Большинство участков, предназначенных для строительства промышленных и опытно-промышленных станций «Подземгаз», расположены на месторождениях, структура и качество углей которых, а также условия залегания пластов совершенно отличны от тех, в которых находятся действующие в настоящее время станции «Подземгаз».

Так например, бурый уголь Днепровского бассейна более влажен и имеет больше битумов, чем подмосковный уголь; при сгорании он не дает прочного зольного скелета, а рассыпается в порошок. Поэтому, несмотря на то, что этот уголь по элементарному составу очень близок к подмосковному углю, неясно, как он себя будет вести при сбойке и подземной газификации.

Проектирование, а тем более строительство станций «Подземгаз» на новых месторождениях на основе только лабораторных исследований, без пред-

варительной проверки возможности осуществления процесса подземной газификации пласта угля в природных условиях, может быть в отдельных случаях нерациональным, так как может привести к ошибкам, влекущим за собой затраты дополнительных средств на их исправление. С целью устранения этого на всех вновь строящихся станциях приходится закладывать опытные подземные газогенераторы, так как общие капиталовложения достигают значительных размеров (Ангренская — 128,2 млн. руб., Грызловская — 173,3 млн. руб.).

Очевидно, будет целесообразным проведение предварительных поисковых экспериментальных работ в естественных условиях на этих новых месторождениях.

Это может быть выполнено особой станцией «Подземгаз» типа экспедиционной. Эта станция должна быть оснащена комплектами оборудования для буровых и дренажных работ, а также сбойки и газификации угольного пласта. В ее составе следует иметь передвижную электростанцию и необходимые ремонтные средства. Для обслуживающего персонала станции должны быть созданы хотя бы минимальные жилищно-бытовые условия.

Буровое и дренажное оборудование, электростанция и жилые средства могут быть взяты из числа выпускаемых нашей промышленностью.

Для бурения наклоннонаправленных и гидронаблюдательных скважин могут быть применены агрегаты типа КАМ-500, для бурения вертикальных технологических и дренажных скважин — агрегаты БА-20 «Восток» и УКС-20с. Все это оборудование имеет дизельный привод, смонтировано на гусенично-колесных тележках и может передвигаться с помощью трактора.

Указанные буровые установки обеспечивают бурение скважин диаметром до 250 мм в обсадке на глубину 300—400 м, что является вполне достаточным для поставленных целей.

Для обеспечения бурения 12—15 скважин, составляющих комплекс опытной панели, станция должна иметь по одному буровому станку каждого типа.

Для гидрогеологических работ следует иметь насосы относительно большой производительности для откачки воды с небольших глубин для снятия первоначальных напоров (например АТН-8) и насосы меньшей производительности для откачки воды с больших глубин типа ЭН-700-300.

Отечественная промышленность не выпускает в настоящее время передвижных компрессоров с параметрами, необходимыми для экспедиционной станции. Наиболее производительная компрессорная передвижная установка КС-9 дает всего лишь 540 м³/час при давлении 7 ата. Ни по производительности, ни по давлению эта установка не пригодна. Правда, были попытки во ВНИИПодземгазе (1953 г.) и в Гипроподземгазе (1955 г.) приспособить эти установки для работы в аналогичных условиях по 6—10 машин в параллель, однако, это решение, несмотря на то, что в настоящее время оно единственно возможное, — нельзя считать наилучшим.

Временную установку стационарных машин на фундаменты с последующим демонтажем при переезде станции на другое месторождение также нельзя считать рациональной. Очевидно, решение этого вопроса должно пойти по пути выполнения мобильных компрессорных установок с дизельным приводом по специальному заказу. Примерная характеристика этих машин дана в табл. 1.

Таблица 1

Назначение компрессоров	Производительность, м ³ /час	Давление сжатия, ата	Мощность, квт
Компрессор для фильтрационной сбойки пластов бурых углей	1000	7—8	130
То же для каменистых углей	500	50	130
Компрессор для газификации пластов угля	2000	2	130

При выезде на то или иное месторождение экспедиционной станции придаются 2 сбоечных компрессора и 3 компрессора для газификации.

Для обеспечения собственных нужд в электроэнергии экспедиционной станции могут быть приданы транспортабельные дизельные электростанции мощностью 100 или 200 квт, выпускаемые в настоящее время для нужд сельского хозяйства.

Для жилого поселка, механической мастерской и для других назначений могут быть использованы вагоны типа ВО-2 Министерства угольной промышленности, а также вагоны типа ВЖ-10 Гунодсора МВД СССР, применяемые геолого-разведчиками и строителями шоссейных дорог и магистральных трубопроводов.

В случае работы вблизи населенных пунктов может быть использован имеющийся там жилой фонд.

Примерный состав основного оборудования, которое должно входить в экспедиционную станцию «Подземгаз», и его характеристика следующие:

	Количество
Буровой агрегат КАМ-500	1
Буровой агрегат БА-20 „Восток“	1
Буровой агрегат УКС-20с	1
Погружных насосов АТН-8	2
Погружных насосов ЭН-700-300	2
Передвижных дизельных электростанций мощностью 100 квт	2
Компрессоров 1000 м ³ /час, 7—8 ата ¹	2
Компрессоров 2000 м ³ /час, 2 ата ¹	3
Химическая лаборатория, размещенная в вагоне	1
Вагонов типа „ВЖ-10“ МВД СССР, оборудованных под механическую мастерскую, столовую, жилье и т. п.	20

¹ Изготовленные по спецзаказу.

Основной штат станции 40—45 человек должен быть постоянным, малоквалифицированных же работников целесообразнее нанимать на месте в близлежащих населенных пунктах.

Объем опытных работ может определяться панелью из 6—10 технологических, 1—2 дренажных и нескольких наблюдательных скважин.

Как показывают проектные проработки, проведенные ВНИИПодземгазом в 1953 г., капиталовложения такой станции могут составить примерно, 3—5 млн. руб., а годовые эксплуатационные затраты—2,5—3 млн. руб.

Следует отметить, что при каждом последующем использовании такой станции на новых месторождениях будут иметь место только эксплуатационные затраты.

Примерные этапы работы станции на одном месторождении указаны в табл. 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование этапов работ	Продолжительность работы в месяцах
1	Подготовительные работы (планировка, установка оборудования и др.)	До 1
2	Буровые работы	4—6
3	Гидрогеологические испытания	3—4
4	Монтаж головок скважин и сбойка скважин	2—3
5	Газификация опытного участка	3—5

Учитывая, что эти этапы работы в значительной степени могут быть совмещены, такая станция сможет провести первые поисковые опыты на новом месторождении в течение 13—14 месяцев.

Таким образом, предварительные данные по газификации угля на новом месторождении могут быть получены при помощи экспедиционной станции быстро и без значительных капитальных вложений. Для сравнения в табл. 3 приведены стоимость строительства опытных установок, которые до сих пор проектировались, и годовые затраты при их эксплуатации.

Качество исходных данных, полученных такой экспедиционной станцией, учитывая сравнительно небольшой объем опытных работ, не будет, конечно, равноценно качеству данных, полученных на длительно работающей опытно-промышленной станции. Однако эти данные в сочетании с анализом работы действующих станций на других месторождениях,

дадут исходные данные, по которым можно уверенно проектировать промышленный объект на новом месторождении.

Опытные работы экспедиционной станции дадут ответы на такие необходимые для проектирования вопросы, как: обводненность пласта, дебиты скважин, коэффициенты фильтрации пород, возможность осуществления процесса ПГУ в данных условиях, примерный удельный расход сбоечного и газификационного дутья, его оптимальные параметры, скорость сбояки, удельный выход газа, его состав и калорийность и т. д.

Т а б л и ц а 3

Наименование станций „Подземгаз“ и опытных установок	Капитальные затраты, млн. руб.	Годовые эксплуатационные затраты, млн. руб.
Опытно-промышленная станция № 8 (проект)	24,86	9,56
Опытно-промышленная Каменская станция (проект)	41,0	8,0
Опытная установка на Юрковском месторождении (проект Гипроподземгаза 1955 г.)	1,34 ¹	0,75
Опытная установка на Южно-Синельниковском месторождении (проект Гипроподземгаза 1955 г.)	2,86 ¹	1,58
Экспедиционная станция „Подземгаз“ (проект ВНИИПодземгаза 1953 г.)	3,42	2,74

¹ Установка не имеет своего бурового оборудования.

Общие предварительные заключения о горногеологическом и гидрогеологическом характере угольного месторождения, о качественной характеристике

угля даются и, конечно, будут даваться Главугле-разведкой и утверждаться ВКАЗ, однако, свежие керны скважин с экспедиционной станции и пробные откачки на дренажных скважинах дадут возможность уточнить эти заключения для конкретного участка, что имеет существенное значение при проектировании.

Задачу выбора и совершенствования системы газификации и конструкции газогенераторов перед экспедиционной станцией ставить не следует; она должна быть решена уже в процессе работы полноценных газогенераторов в продолжении всего существования промышленной станции «Подземгаз».

Строительство на новых месторождениях стационарных опытных установок (как это было сделано на месторождениях Днепровского бассейна) менее рационально, так как начало работ на них связано с затратой значительного количества времени на подготовку, возврат капиталовложений после проведения поисковых опытов будет весьма незначителен и, кроме того, эти установки, не имея своего бурового оборудования, неизбежно будут ограничивать проведение опытных работ.

На основании изложенного представляется целесообразной организация в системе Главподземгаза экспедиционной станции «Подземгаз», которая базировалась бы на одной из существующих промышленных станций «Подземгаз». Желательно, чтобы эта станция имела подъездные железнодорожные пути для погрузки и выгрузки всего хозяйства экспедиционной станции на железнодорожные платформы и находилась бы в центре расположения месторождений, отводимых для подземной газификации углей. Такой базой могла бы стать, например, Шатская станция «Подземгаз».

Перспективы использования физического тепла газов, получаемых при подземной газификации углей

Докт. техн. наук проф. Н. В. ЛАВРОВ
ИГИ АН СССР

ТЕПЛО, выделяемое при полном сгорании топлива Q_T как известно, характеризует теплотворную способность данного топлива.

При неполном сгорании топлива, то есть при его газификации, выделяется лишь часть тепла, так называемое физическое тепло Q_Φ . Это тепло расходуется на нагрев продуктов газификации и на потери в окружающую среду.

Другая часть тепла является потенциальным теплом, заключенным в горючих компонентах продуктов газификации. Эта часть тепла обычно называется химическим теплом газов Q_X .

Общее количество тепла топлива Q_T в условиях газификации равно

$$Q_T = Q_X + Q_\Phi. \quad (1)$$

Разделив правую и левую части уравнения на Q_T получим:

$$1 = \frac{Q_X}{Q_T} + \frac{Q_\Phi}{Q_T} = \eta + \varphi \quad (2)$$

где $\frac{Q_X}{Q_T} = \eta$ — химический к. п. д. процесса газификации;

$\frac{Q_\Phi}{Q_T} = \varphi$ — коэффициент теплоиспользования.

В идеальном случае, если бы удалось все физическое тепло газов перевести в химическое тепло, то есть при $\varphi = 0$ химический к. п. д. процесса достигал бы наибольшего своего значения $\eta = 1$. В реальных процессах газификации η всегда меньше единицы, а $\varphi > 0$.

При газификации твердых топлив, естественно, возникает вопрос об использовании физического тепла получаемых газов.

При организации топочных процессов стремятся наиболее полно использовать топливо, то есть недожог топлива стремятся свести к нулю ($\eta = 0$) и все тепло сгорания твердого топлива перевести в физическое тепло газа. В этом случае величина φ стремится к единице.

Однако использовать полностью физическое тепло газов не представляется возможным; оно или теряется в окружающую среду, или удаляется с отходящими газами, или идет на нагрев шлаков и т. д.

При наземной газификации углей физическое тепло газов, выходящих из газогенератора, обычно используется в котлах-утилизаторах для производства пара. При подземной же газификации углей физическое тепло газов пока еще не используется. Поскольку при подземной газификации углей химический к.п.д. процесса меньше, чем при наземной газификации, задача использования физического тепла газов подземной газификации тем более актуальна, так как она даст возможность увеличить общий к.п.д. процесса подземной газификации углей.

Изыскание эффективных путей использования физического тепла газов было начато еще на первом этапе развития подземной газификации углей. Результаты работ, проведенных трестом «Подземгаз», были опубликованы на Первом всесоюзном совещании по подземной газификации углей в 1938 г. в докладе Б. Я. Земельмана: «Использование физического тепла газа подземной газификации углей» [1].

При изыскании путей использования физического тепла газов подземной газификации были проработаны три схемы использования физического тепла газов: 1) в регенераторах; 2) в паровых утилизационных котлах; 3) в газовой турбине для выработки электроэнергии.

Произведенные при этом подсчеты показали, что в регенераторах при осуществлении подогрева воздуха удается использовать до 25% физического тепла газов. Использование физического тепла газа в паровых котлах более эффективно, однако в расчетах Б. Я. Земельмана температура отходящих газов была завышенной (800—1000° С).

Более правильно принять температуру газов, отходящих при подземной газификации каменных углей, равной 400—600° С. Пусть в котле-утилизаторе пар вырабатывается за счет охлаждения с 600° до 150°. Принимая содержание водяных паров в газе равным 300 г/м³, находим, что на 1 м³ сухого газа можно использовать около 200 ккал/м³. При газе теплотворностью 800 ккал/м³ это составит 25% от химического тепла газа. Учитывая, что на Лисичанской станции «Подземгаз» химический к. п. д. процесса равен примерно 50%, общий к. п. д. с учетом использования физического тепла газов составит

$$\eta_{\text{общ}} = 50 + 0,5 \cdot 25 = 62,5\%.$$

Пар, полученный в котлах-утилизаторах, используется в паровых турбинах для выработки электроэнергии. Б. Я. Земельман считает, что громоздкость паротурбинной установки, значительные капитальные вложения и относительно невысокая эффектив-

ность делают этот способ утилизации тепла, так же как и подогрев воздуха в регенераторах, мало пригодным для широкого применения в подземной газификации.

Использование физического тепла газа в газовой турбине для выработки электроэнергии может сочетаться с газификацией под давлением (на входе в подземный газогенератор — 6—10 атм и на выходе — 4—8 атм) и использованием тепла отходящих газов, нагретых до 800—1000° С.

Автор исходит из предположения, что угольный пласт не имеет трещин, и принимает утечки газа равными 2—4%, исходя из коэффициентов газопроницаемости по данным ЦНИГРИ. На совещании же было показано, что утечки газа будут составлять примерно 30—40%.

Химическое и физическое тепло газов подземной газификации углей можно использовать в газовой турбине, но для этого газ необходимо очистить от пыли. Для газов с высокой температурой методы тонкой очистки газа отсутствуют. Газовая турбина должна устанавливаться в непосредственной близости от скважин подземных газогенераторов. Передача горячего газа по трубопроводам даже на небольшие расстояния, как показывает практика работы газогенераторных станций, нецелесообразна.

Таким образом, на первом этапе работ по подземной газификации углей не было разработано эффективных методов использования физического тепла газов ПГУ.

В дальнейшем в порядке изобретательства были предложены варианты использования физического тепла газа для подогрева воды, но в силу их сезонности эти варианты не получили успешного применения.

Теоретические и экспериментальные работы, проведенные академиком А. Ф. Иоффе и его сотрудниками в области применения полупроводников [2, 3, 4], создают большие перспективы использования физического тепла газов подземной газификации углей. С помощью полупроводников уже в настоящее время можно превращать тепловую энергию в электрическую без помощи машин с к. п. д. порядка 7%. В полупроводниковых термоэлементах электродвижущая сила возрастает пропорционально абсолютной температуре. В настоящее время работают небольшие термоэлектродгенераторы, использующие тепло газов керосиновой лампы и керогаза для непосредственного получения электрического тока. В дальнейшем несомненно будут найдены способы использования физического тепла промышленных газов на базе применения полупроводников. Поэтому можно рассчитывать, что применение полупроводников в условиях подземной газификации углей позволит превращать тепловую энергию в электрическую при помощи термоэлектродгенераторов на скважинах подземных газогенераторов.

Использование полупроводников позволит также в ряде случаев осуществить в подземных условиях проведение полутопочных и топочных процессов. При работе на тонких угольных пластах, на пластах углей высокой зольности, на угольных месторождениях с труднообрушаемой кровлей, с углями малой реакционной способности трудно получить кондиционный горючий газ. Минеральные породы, окру-

жающие тонкие угольные пласты, способствуют процессам дожигания горючих газов. Эти процессы, с точки зрения газификации, принято считать «паразитическими» процессами. Применение полупроводников, использующих физическое тепло газов, превратит эти «паразитические» процессы в процессы полезные.

При проведении полутопочных процессов горячий газ по выходе из скважин может сжигаться или в регенераторе, или в самом подземном газогенераторе с подачей туда через промежуточные скважины вторичного воздуха.

В ряде случаев кислородная зона значительно удлиняется и становится единственной зоной подземного генератора. В этих случаях физическое тепло топочных газов будет источником получения электрической энергии. При проведении под землей топочных процессов можно значительно увеличить расстояние между рабочими скважинами, что особенно важно для использования тонких пластов.

Таким образом, применение полупроводников имеет существенное значение при решении задачи рационального использования тонких угольных пластов. Подземная газификация при эффективном использовании физического тепла газов будет иметь тот универсальный характер, о котором говорил великий русский ученый Д. И. Менделеев, предусматривая полную ликвидацию тяжелого подземного труда шахтеров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Первое всесоюзное совещание по подземной газификации углей. Сборник. Москва, 1941.
2. Иоффе А. Ф. Полупроводники. Изд-во АН СССР, 1955.
3. Иоффе А. Ф. Полупроводниковые термоэлементы, Изд-во АН СССР, 1956.
4. Иоффе А. Ф. Полупроводники и их применение. Изд-во АН СССР. 1956.

Пульсирующее дутье как метод регулирования качества газа при ПГУ

Докт. техн. наук проф. В. И. БЕЛОВ

Донецкий индустриальный институт

В НАСТОЯЩЕЙ статье сделана попытка осветить лишь принципиальную сторону нового течения в технике ПГУ — применения пульсирующего дутья для регулирования качества получаемого газа.

Известно, что качество получаемого газа в подземном газогенераторе в значительной степени зависит от способа ведения процесса, состава применяемого дутья, элемента времени, обеспечивающего равномерность горения, температуры и т. д. Установлено также, что одним из факторов, улучшающих качество газа и к. п. д. станции ПГУ, может являться временное прекращение доступа воздуха в огневой канал, что может способствовать, кроме того, улучшению управления кровлей, предупреждая ее осадку и нарушение. Опыт показал, что в данном случае, может также оказаться желательным прерывно-переменяющийся способ подачи дутья, при условии использования вытяжных вентиляторов и воздуходувок.

Рассмотрим более детально возможность применения пульсирующего дутья при современных подземных газогенераторах с последующими образующимися друг за другом циклами — фазой нагнетания и фазой разрежения.

Пульсирующие потоки можно создавать при помощи воздуходувки с соответствующими регулирующими устройствами (или комплексом воздуходувок с другими, например, электромашинами), подчиняя скорость движущихся масс воздуха (газа) во времени действующим, например, синусоидальному и т. п., законам (рис. 1).

Очевидно в данном случае качество газа будет зависеть от соотношения фаз во времени, то есть, чем больше будет фаза разрежения, тем лучше будет газ, а потому напрашивается мысль о необходимости воспроизводить изменение скоростей по кривым других форм (рис. 2).

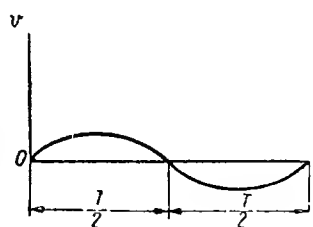


Рис. 1.

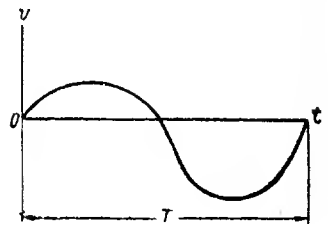


Рис. 2.

В процессе дутья при ПГУ кривая пульсации может состоять и из ряда гармонических синусоидальных составляющих; при этом успокоение пульсации расхода воздуха зависит от параметров R , T , P , от характера работы источника пульсации $f \cdot G_{cp}$ и от данных воздушной системы $V_1 P_{cp}$.

Общее влияние всех этих величин характеризуется безразмерным критерием успокоения пульсации U :

$$U = \frac{f \lambda}{m A} = \frac{f V P_{cp}}{R T_{cp} G_{cp}} = \frac{f V P_{cp}}{Q_{cp} \cdot P_{cp}}$$

где f — частота пульсации;

V — объем выработки между источником пульсации и местом измерения;

P — абсолютная величина давления;

P_{cp} — средняя величина падения давления;
 R — газовая постоянная;
 T_{cp} — абсолютная температура;
 m — постоянная;
 κ — показатель адиабаты.

Постоянная A определяется по формуле:

$$A = \frac{\kappa RTG}{mVP_{cp}} = \frac{\kappa Q_{cp} P_{cp}}{mVP_{cp}},$$

где κ — показатель адиабаты (для воздуха 1,4);
 $P = cG_2^m$ (здесь c — постоянная).

Поэтому, даже произвольная кривая пульсации может быть приведена к синусоидальной.

Кривые дутья могут быть также комплексными, подобно представленным на рис. 3. Такие кривые могут оказаться наилучшими для получения более высокого качества газа (СО) с одновременным увеличением к. п. д. станций «Подземгаз».

Как видно из кривых на рис. 3, в генератор, сначала подается небольшое количество воздуха (для подогрева) с постепенно нарастающим давлением (до H), затем подают пульсирующее дутье, кривая пульсаций которого состоит из ряда гармонических синусоидальных составляющих. После этого процесс дутья прекращается на отрезке времени T_1 , затем снова цикл повторяется и т. д.

Рассмотрим преимущества пульсирующего дутья при ПГУ.

Очевидно, при пульсирующем дутье толчкообразное изменение в скорости движения газа в огневом канале поведет к улучшению смыывания с поверхности угля и других продуктов восстановления. Это улучшит процесс газификации и ликвидирует осложнения, которые имели бы место при равномерном дутье, когда образовавшийся слой золы на поверхности горящего угля может не только затруднить, но даже вовсе прекратить доступ воздуха к реакционной поверхности.

Кроме того, при обычном дутье уголь оставляет золу в случае расплавления в виде более или менее пористого образования. В результате этого уменьшается скорость проникновения дутья к данному участку огневого забоя и снижается интенсивность газификации.

Другими словами, температурные изменения могут вызвать образование потока вязкой золы, текущей сверху вниз, и тем самым, забой на всем своем протяжении может оказаться исключенным из газификации.

В крутопадающих пластах этого может и не быть, поскольку зола стекает с поверхности забоев.

Широкое применение пульсирующего потока в металлургии свидетельствует о возможности использования его с существенными преимуществами и в подземной газификации.

К числу положительных сторон пульсирующего потока можно отнести также следующие его особенности.

Пульсирующий поток воздуха (или газа) уменьшает коэффициент аэродинамического сопротивления, что дает экономию в расходе энергии.

Как показали исследования Г. Г. Агаджаняна¹ в котельных трубах пульсирующий поток увеличивает конвекционный теплообмен. Регулируя шиб-

ром число оборотов пульсатора, очевидно, можно установить желаемую степень интенсификации теплообмена. Замедляя пульсацию, можно увеличить период сухой перегонки угля в огневом канале подземного газогенератора и получить богатый технологический газ, следовательно, можно соответственно повышать к. п. д.

Пульсирующее дутье вследствие повышения напора способствует увеличению разрыхления угля и, следовательно, большей интенсификации газовыделения.

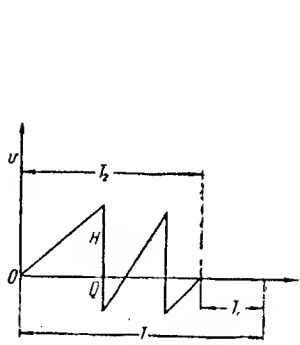


Рис. 3.

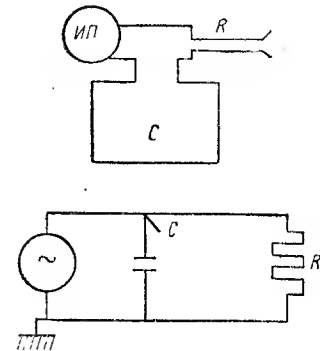


Рис. 4.

Применение пульсирующего дутья уменьшит случаи засорения огневого канала.

Пульсирующее дутье может способствовать закрытию «паразитных» каналов и спрямлению огневого канала, что, в свою очередь, будет способствовать равномерному распределению газа по поперечному сечению канала.

* * *

Для установления связи между частотой и скоростью движения дутья можно воспользоваться общим законом подобия происходящих в генераторах явлений. При этом из теории размерности следует, что явления пульсации можно считать подобными, когда кроме геометрического подобия сохраняется то же самое отношение между числами Струхала

$$Sh = \frac{vT}{\lambda}$$

где v — скорость потока,
 T — время,
 λ — длина свободной струи,

и числом $M = \frac{v}{a}$,

где a — скорость звука.

С другой стороны, в рассматриваемых газогенераторах для упрощения расчетов и сокращения времени исследования в устанавливаемых соотношениях между пульсацией и постоянным потоком можно рекомендовать такой прием: исследуемый процесс вести на постоянном дутьевом потоке, а затем, делая перерасчеты на максимальные (мгновенные) значения при пульсирующем потоке в условиях одной и той же производительности модели в единицу вре-

¹ Агаджанян Г. Г., Конвекционный теплообмен в трубах при пульсирующем движении газов. «Теория подобия и моделирование». Изд-во АН СССР, 1951.

мени. Такие перерасчеты возможны только в том случае, если точно установлен степенный закон изменения сопротивления от скорости потока.

Для изменения пульсирующего расхода воздуха могут быть применены, например, метод дросселирования, метод постепенного перепада давления, объемные методы измерения расхода, в частности, для

измерения среднего значения пульсирующего расхода ротационными воздухомерами или газомерами.

Для той же цели могут быть применены известные своей простотой системы, основанные на методе электрогазодинамических аналогий (рис. 4), где пассивными элементами являются только емкость C и активное сопротивление R .

Определение коэффициента температуропроводности углей при нагревании

Докт. техн. наук проф. А. А. АГРОСКИН, Р. Я. МЕЛАМЕД, Н. С. МИРИНГОФ

ВНИИПодземгаз

ПРИ НАГРЕВАНИИ углей теплопроводность частиц собственно угольного вещества только в небольшой степени определяет величину эффективного коэффициента теплопроводности $\lambda_{эф}$, который является, прежде всего, функцией температуры, формы и структуры образцов.

Значение $\lambda_{эф}$ повышается с температурой, поскольку теплоотдача лучеиспусканием в порах пропорциональна разности четвертых степеней абсолютной температуры. Кроме того, в процессе нагревания пористость углей существенно увеличивается и, начиная со стадии полукокса (450—500°), размеры пор достигают значительной величины, которая при дальнейшем нагревании все возрастает. В результате $\lambda_{эф}$ растет еще больше.

Таким образом, при увеличении пористости углей при нагревании резко повышается эффективный коэффициент теплопроводности за счет роста доли лучеиспускания в общем тепловом потоке.

Наряду с этим, при нагреве до высоких температур происходит заметная графитизация углей, также приводящая к возрастанию их температуропроводности и теплопроводности.

Литературные данные по определению температуропроводности углей при высокой температуре относятся к образцам, предварительно нагретым до заданной температуры и испытанным затем при комнатной температуре. Поэтому величины температуропроводности получались несколько заниженными и соответствующими $\lambda_{эв}$, а не $\lambda_{эф}$.

Определение коэффициента температуропроводности углей непосредственно в процессе нагрева представляет сложную физико-техническую задачу.

Предлагаемая нами методика определения этого коэффициента при высоких температурах основана по идее О. А. Цухановой, на вычислении его по охлаждению образца угля в среде с постоянной температурой.

Нами выбрана правильная геометрическая форма угольного брикета — шаровая, поскольку она легче всего поддается аналитическому исследованию без ряда допущений, а тепловое состояние образца может быть определено при небольшом количестве точек измерения температур. Мы измеряли температуру центра и поверхности шара.

Для шара радиусом R дифференциальное уравнение теплопроводности имеет вид:

$$\frac{\partial \vartheta}{\partial t} = a \left(\frac{\partial^2 \vartheta}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial \vartheta}{\partial r} \right); \quad (1)$$

граничное условие при $r = R$

$$-\left(\frac{\partial \vartheta}{\partial r}\right)_{r=R} = \frac{a}{\lambda} (\vartheta)_{r=R}; \quad (1a)$$

начальное условие при $t = 0$

$$\vartheta = \vartheta'. \quad (1б)$$

Здесь ϑ — избыточная температура;

t — время;

r — координата;

a — коэффициент температуропроводности;

λ — коэффициент теплопроводности;

α — коэффициент теплопередачи.

Решение этого уравнения имеется в книге Г. Гербера и С. Эрка.

Рассмотрим лишь конечные результаты решения в случае внезапного изменения температуры среды.

Функция температурного поля будет иметь такой вид.

$$\vartheta = \vartheta' \sum_{k=1}^{\infty} 2 \frac{\sin \nu_k - \nu_k \cos \nu_k}{\nu_k - \sin \nu_k \cos \nu_k} e^{-\nu_k^2 \frac{at}{R^2}} \cdot \frac{\sin \left(\nu_k \frac{r}{R} \right)}{\nu_k \frac{r}{R}}, \quad (2)$$

где

$$\nu_k = n_k R, \quad n_k = \frac{k\pi}{R}.$$

Для определения температуры в центре шара полагаем в уравнении (2) $r = 0$. Тогда

$$\vartheta_{ц} = \vartheta' \sum_{k=1}^{\infty} 2 \frac{\sin \nu_k - \nu_k \cos \nu_k}{\nu_k - \sin \nu_k \cos \nu_k} e^{-\nu_k^2 \frac{at}{R^2}}. \quad (3)$$

Полагая $r = R$, находим температуру на поверхности шара

$$\vartheta_{пов} = \vartheta' \sum_{k=1}^{\infty} 2 \frac{\sin \nu_k - \nu_k \cos \nu_k}{\nu_k - \sin \nu_k \cos \nu_k} e^{-\nu_k^2 \frac{at}{R^2}} \cdot \frac{\sin \nu_k}{\nu_k}. \quad (4)$$

Из уравнений (3) и (4) следует, что искомая функция зависит от большого числа переменных. Однако, как показывает анализ, эти переменные можно сгруппировать в два безразмерных комплекса:

$$\frac{\alpha R}{\lambda} = hR = \text{Bi} \quad (\text{критерий Био}),$$

$$\frac{\alpha \tau}{R^2} = \text{Fo} \quad (\text{критерий Фурье}).$$

вспомогательный график зависимости относительной температуры центра $\frac{\vartheta_{\text{ц}}}{\vartheta'}$ и поверхности шара $\frac{\vartheta_{\text{пов}}}{\vartheta'}$ от времени охлаждения.

По графику устанавливается время, в течение которого температура центра и поверхности равна, например, 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7 своего начального значения.

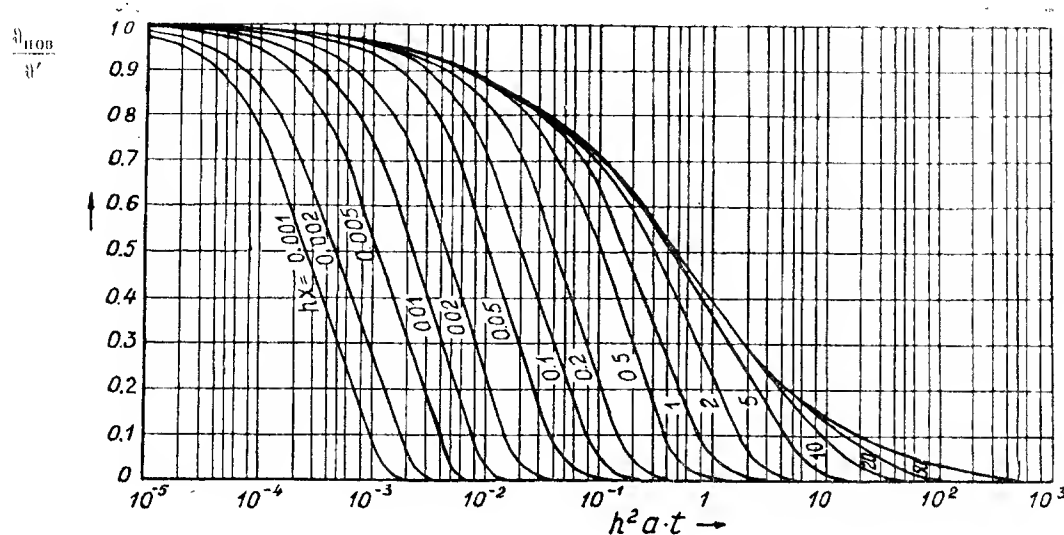


Рис. 1. Изменение температуры поверхности шара как функций hR и $h^2 \alpha \tau$

Таким образом, решение относительно безразмерной температуры $\frac{\vartheta}{\vartheta'}$ является функцией двух критериев

$$\frac{\vartheta}{\vartheta'} = \Phi(\text{Bi}, \text{Fo}). \quad (5)$$

Это решение дано в виде графиков.

При охлаждении шара измеряется температура его центра и поверхности. На основе этих данных строится график зависимости температуры центра и поверхности шара от времени, а затем

По рис. 1 и 2 находится зависимость $\frac{\vartheta_{\text{ц}}}{\vartheta_{\text{пов}}}$ от hR , (x на графиках соответствует R в тексте) $h^2 \alpha \tau_{\text{ц}}$ и $h^2 \alpha \tau_{\text{пов}}$ для различных значений $\frac{\vartheta_{\text{ц}}}{\vartheta'}$ и $\frac{\vartheta_{\text{пов}}}{\vartheta'}$.

По графикам зависимости $\frac{t_{\text{ц}}}{t_{\text{пов}}}$ от hR , $h^2 \alpha \tau_{\text{ц}}$ и $h^2 \alpha \tau_{\text{пов}}$ находятся значения hR , $h^2 \alpha \tau_{\text{ц}}$ и $h^2 \alpha \tau_{\text{пов}}$ для полученного в опыте значения $\frac{t_{\text{ц}}}{t_{\text{пов}}}$, а следовательно и $\frac{h^2 \alpha \tau_{\text{ц}}}{(hR)^2} = \frac{\alpha \tau_{\text{ц}}}{x^2}$.

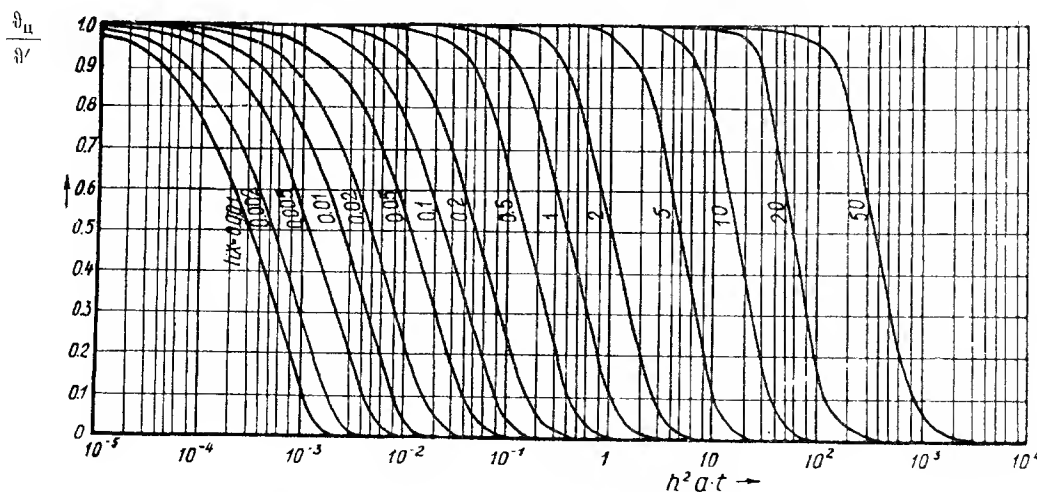


Рис. 2. Изменение температуры центра шара как функций hR и $h^2 \alpha \tau$

Зная размер шара и время охлаждения его до данной температуры, подсчитываем значение коэффициента температуропроводности, соответствующее данному интервалу температур. Принимаем, что a соответствует температуре, средней между температурой верхней и нижней печей (см. ниже).

Схема установки для определения коэффициента температуропроводности изображена на рис. 3. На

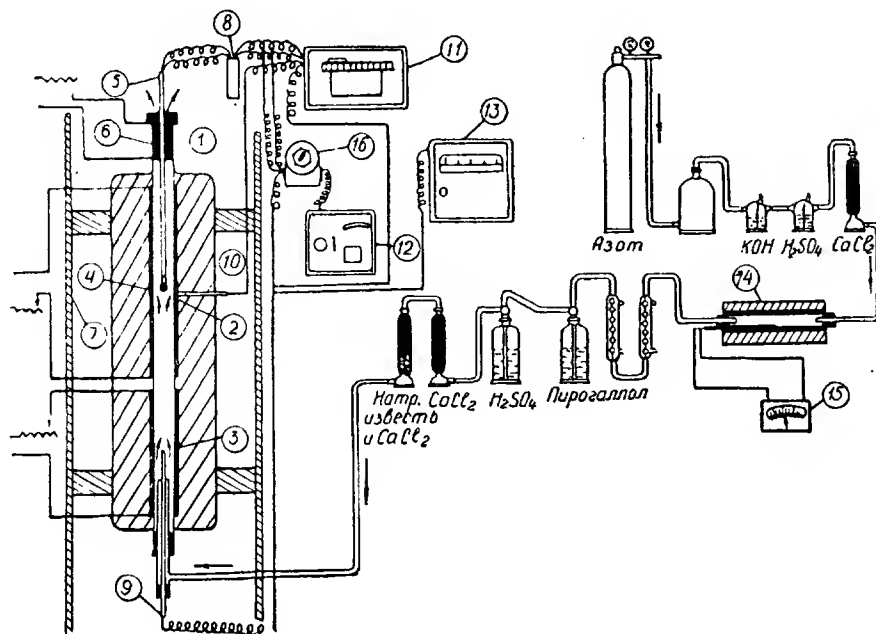


Рис. 3. Схема установки для определения коэффициента температуропроводности углей при нагревании

1 — кварцевая трубка; 2 — верхняя печь; 3 — нижняя печь; 4 — испытуемый материал; 5 — две термопары; 6 — графитовая печь; 7 — подъемный механизм; 8 — сосуд Дьюара; 9 — термопара нижней печи; 10 — термопара верхней печи; 11 — регистрирующий потенциометр; 12 — переносный потенциометр; 13 — контактный гальванометр; 14 — трубчатая печь; 15 — гальванометр с термопарой; 16 — переключатель

кварцевой трубке диаметром 40 мм намотаны две электрообмотки, работающие самостоятельно и составляющие как бы отдельные печи. В верхней печи температура повышается равномерно со скоростью 20° в минуту и регулируется при помощи автотрансформатора. На обмотке печи закрепляется платино-платинородиевая термопара, соединенная с потенциометром. При автоматическом включении и выключении тока, проходящего по обмотке печи, температура равномерно повышается и выдерживается в течение заданного времени. Для наблюдения за охлаждением шара в условиях постоянной температуры окружающей среды сквозь пробку в центре нижней печи устанавливается платино-платинородиевая термопара. Термопара присоединяется к контактному гальванометру КГ-3, при помощи которого через каждые 15 сек. производится автоматическое включение и выключение тока в печи, в зависимости от температуры. Электропечи закрепляются на металлической станине и устанавливаются на нужной высоте системой блоков. Угольный шар выравнивается точно по оси кварцевой трубки и подвешивается в определенном месте, на двух термопарах, укрепленных на станине. Температура в центре и на поверхности шара измеряется при помощи термопар: горячий спай одной из них в фарфоровой двухканальной соломе диаметром 1 мм вводится до центра шара через канал (образованный при

брикетировании); горячий спай другой термопары закрепляется сбоку шара в небольшой бороздке, вровень с его поверхностью, при помощи огнеупорной замазки. Термопары выполнены из платиновой и платинородиевой проволоки диаметром 0,15 мм. Холодные спаи термопар помещены в сосуд Дьюара, заполненный водой температурой 20°, и через переключатель соединяются с потенциометром.

Чтобы предотвратить попадание кислорода воздуха через открытый конец трубы верхней электропечи, применяют вспомогательную угольную электропечь для связывания кислорода, помещаемую в верхнюю часть кварцевой трубки. Угольные шары нагреваются и охлаждаются в токе азота, проходящего через установку с постоянной скоростью.

Азот из баллона, предварительно очищенный от следов кислорода, двуокиси углерода и влаги, подается в печь. Вся система продувается азотом перед началом опыта в течение получаса и затем на протяжении всего опыта. После заполнения системы чистым азотом, включают нагрев верхней и нижней печей. Температура в верхней печи должна быть на 100—200° выше, чем в нижней. После достижения заданной температуры (со скоростью 20° в минуту) в верхней печи прекращают нагревание шара и выдерживают его в течение часа при постоянной температуре.

К этому времени температура в нижней печи устанавливается на постоянном уровне. Затем всю систему поднимают на шар таким образом, чтобы последний оказался в средней части нижней печи. Поскольку температура в нижней печи ниже, чем в верхней, шар начинает интенсивно охлаждаться в среде с постоянной температурой. Изменение во времени температуры центра и поверхности шара записывается при помощи регистрирующего потенциометра. По окончании первого опыта система печей опускается, шар попадает в зону верхней печи (в первоначальное положение) и вновь нагревается. Это дает возможность провести ряд опытов с одним и тем же образцом при одной и той же температуре.

Описанная методика может быть использована и при нагреве образцов с соответствующим изменением в расчетных формулах.

Покажем на примере методики подсчета коэффициента температуропроводности на основе результатов эксперимента.

В качестве примера возьмем определение температуропроводности подмосковного угля при 300°. На основе опытов был построен график охлаждения поверхности и центра шара (рис. 4). По нескольким произвольным температурам, взятым на графике, составлена таблица зависимости относительной температуры центра и поверхности шара от времени охлаждения (табл. 1).

Таблица 1

Схема подсчета коэффициента температуропроводности

$\frac{\theta - \theta_K}{\theta_{\text{пов}} - \theta_K}$	Время, сек.		$\frac{t_{\text{ц}}}{t_{\text{пов}}}$	hR	$h^2at_{\text{ц}}$	$h^2at_{\text{пов}}$	$\frac{h^2at_{\text{ц}}}{(hR)^2}$	$\frac{h^2at_{\text{пов}}}{(hR)^2}$	$a_{\text{ц}}, \frac{\text{м}^2}{\text{час}}$	$a_{\text{пов}}, \frac{\text{м}^2}{\text{час}}$	$a_{\text{ср}}, \frac{\text{м}^2}{\text{час}}$
	$t_{\text{ц}}$	$t_{\text{пов}}$									
0,3	186	86	2,16	1,71	1,28	0,62	0,4383	0,2123	$5,83 \cdot 10^{-4}$	$5,91 \cdot 10^{-4}$	$5,68 \cdot 10^{-4}$
0,4	151	53	2,85	1,94	1,33	0,464	0,3537	0,1234	$5,80 \cdot 10^{-4}$	$5,76 \cdot 10^{-4}$	
0,5	120	32	3,75	2,10	1,22	0,32	0,2766	0,0725	$5,70 \cdot 10^{-4}$	$5,61 \cdot 10^{-4}$	
0,6	95	19	5,0	2,12	0,98	0,19	0,2182	0,0423	$5,69 \cdot 10^{-4}$	$5,10 \cdot 10^{-4}$	
0,7	73	11	6,64	1,92	0,62	0,094	0,1680	0,0254	$5,70 \cdot 10^{-4}$	$5,72 \cdot 10^{-4}$	

На основе этих данных построен вспомогательный график (рис. 5), по которому для каждого значения относительной температуры от 0,3 до 0,7 может быть найдено соответствующее значение времени охлаждения центра и поверхности шара.

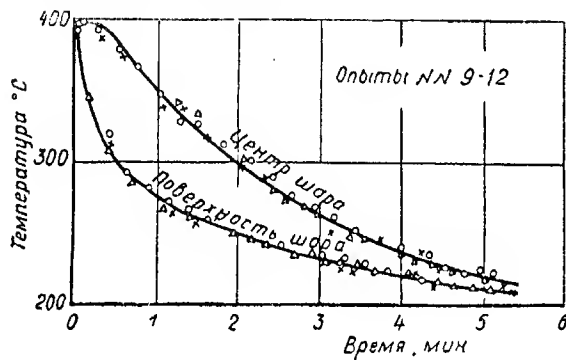


Рис. 4. Зависимость температуры центра и поверхности шара от времени охлаждения

Для каждого значения относительной температуры определено отношение времени (в секундах) охлаждения центра к времени охлаждения поверхности шара $\frac{t_{\text{ц}}}{t_{\text{пов}}}$. Для относительной температуры 0,7 в данных опытах отношение $\frac{t_{\text{ц}}}{t_{\text{пов}}} = 6,64$.

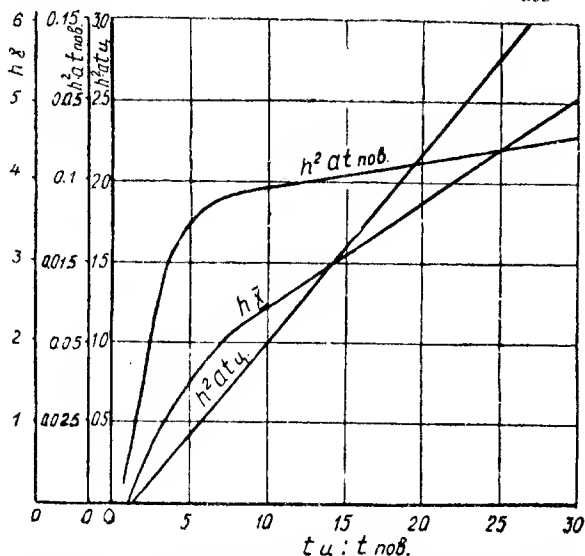


Рис. 5. Вспомогательный график для определения времени охлаждения центра и поверхности шара

По графику зависимости $\frac{t_{\text{ц}}}{t_{\text{пов}}}$ от hR , $h^2at_{\text{ц}}$, $h^2at_{\text{пов}}$, соответствующему относительной температуре 0,7 (рис. 5), находится значение $hR = 1,92$, $h^2at_{\text{ц}} = 0,62$ и $h^2at_{\text{пов}} = 0,094$. Отсюда получается

$$\frac{h^2at_{\text{ц}}}{(hR)^2} = 0,1680 \text{ и } \frac{h^2at_{\text{пов}}}{(hR)^2} = 0,0254.$$

Коэффициент температуропроводности

$$a = \frac{R^2 \cdot 3600}{t} k, \frac{\text{м}^2}{\text{час}}, \quad (6)$$

$$\text{где } k = \frac{h^2at_{\text{ц}}}{(hR)^2},$$

R — радиус шара после опыта, мм;
 t — время, сек.

В данном случае $R = 8,3$ мм.

Подставляя в уравнение (6) весь ряд значений k , R и t , рассчитываем $a_{\text{ц}}$ и $a_{\text{пов}}$ для всех значений относительных температур и, взяв среднее арифметическое из них, находим:

$$a = 5,68 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{час}}.$$

Схема подсчета приведена в табл. 1.

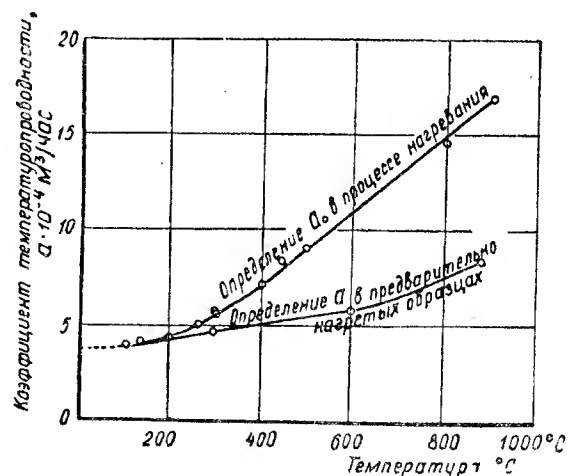


Рис. 6. Зависимость коэффициента температуропроводности подмосковного угля от температуры

На рис. 6. приведены результаты определения по вышеописанной методике коэффициента температуропроводности подмосковного бурого угля. Для сравнения приведены значения температуропроводности

того же угля, соответствующие случаю предварительного нагрева образцов и проведения опытов при комнатной температуре по первому методу регулярного режима.

В интервале температур до 200° значения коэффициента температуропроводности, определенные по

обеим методикам, практически совпадают. Однако при дальнейшем повышении температуры все больше сказывается теплоотдача излучением в порах и возрастает разница между значениями α , определенными по описанной методике и после охлаждения образцов.

Осушение угольных месторождений для подземной газификации

Н. Е. ФИСЕНКО

ВНИИПодземгаз

ПОДЗЕМНАЯ газификация углей осуществляется в настоящее время в сравнительно простых гидрогеологических условиях. Однако опыт подземной газификации углей показывает, что в большинстве случаев необходимы предварительный и эксплуатационный дренаж участков бесшахтных газогенераторов.

Подземные воды даже слабо обводненных месторождений Донбасса и Мосбасса оказывают отрицательное влияние на процесс ПГУ. Так притоки воды в подземные газогенераторы Лисичанской станции «Подземгаз» более 10—15 м³/час крайне усложняли процесс газификации каменного угля и нередко вызывали полное расстройство его (газогенераторы № 10, 14, 15 и опытный № 3). Аналогичные явления имели место при газификации бурых углей на газогенераторе № 5 а Подмосковной станции «Подземгаз», расположенном в зоне влияния напорных вод упинских известняков.

В связи с этим, одной из основных задач подземной газификации на сегодня является изыскание методов осушения подземных газогенераторов, отличающихся наибольшим технико-экономическим эффектом. Решение этой задачи связано с большими трудностями, так как условия осушения при подземной газификации угля более сложные, чем при разработке его шахтным способом.

Действительно, при шахтной разработке угля, даже в сложных гидрогеологических условиях, кроме специального дренажа весьма существенную роль в осушении шахтного поля приобретают обычно сами горные выработки как подготовительные, так и очистные. Далее при осушении пород со слабой водоотдачей (типа надугольных песков Мосбасса) наличие горных выработок позволяет широко применить такие весьма эффективные и недорогостоящие дренажные устройства, как забивные фильтры.

При строительстве же бесшахтных газогенераторов для подземной газификации применение штек-фильтров совершенно исключено. Существенное влияние на осушение подземных газогенераторов оказывают такие постоянные спутники подземной газификации как высокие температуры и высокие избыточные давления, требующие применения специального насосного оборудования и других мероприятий.

В то же время не исключено и положительное влияние избыточного давления в подземных газогенераторах на дренаж. Однако особенности этого явления и его роль в борьбе с подземными водами при подземной газификации нуждаются еще в специальном изучении.

ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Специфичность метода подземной газификации углей требует не только решения вопросов о возможности применения существующих уже в практике осушения способов дренажа, но и, главным образом, **изыскания новых, более экономичных в условиях ПГУ, методов осушения.**

Существенное значение при этом имеет решение вопросов о степени и целесообразности осушения газогенераторов, а также определение оптимальных условий осушения в зависимости от конкретной горногеологической и гидрогеологической обстановки и конструктивных особенностей газогенератора. При этом необходимо исходить из соображений не только экономики, но и возможного ухудшения условий подземной газификации (увеличение утечек газа и др.).

В связи с поставленными выше задачами гидрогеологической лабораторией ВНИИПодземгаза в настоящее время проводятся работы в трех основных направлениях:

- 1) испытание известных в практике осушения способов дренажа подземных вод;
- 2) разработка новых методов осушения применительно к условиям подземной газификации;
- 3) определение оптимальных условий обводненности для подземной газификации углей.

Испытания известных в практике способов осушения с целью выявления возможностей применения их в условиях подземной газификации обычно проводятся в такой последовательности. В период строительства запроектированной дренажной установки уточняется геологический разрез и гидрогеологические условия участка опытного бесшахтного газогенератора. Оборудуется стационарная сеть и осуществляются наблюдения за естественным режимом подземных вод основных во-

допосных горизонтов, а также за изменением его в процессе дренажа и подземной газификации. Результаты режимных наблюдений сопоставляются с показателями технологического процесса и данными о сдвигении горных пород и решается вопрос об эффективности испытываемого дренажа и целесообразности применения его в данных горногеологических и гидрогеологических условиях.

Для разработки новых способов осушения проводятся теоретические и экспериментальные исследования притоков подземных вод к различным дренажным схемам, предложенным лабораторией. С этой целью используется в настоящее время метод ЭГДА, с помощью которого проверяются предлагаемые приближенные теоретические решения по притоку воды к вертикальным, наклонным и горизонтальным дренам, а также моделируются работы некоторых дренажных схем и отдельных узлов дренажных устройств в натурных условиях. В этом же направлении под руководством профессора С. В. Троянского проводятся некоторые работы и кафедрой геологии Московского горного института.

Наряду с этим проводятся испытания новых дренажных схем в природных условиях. В частности, разрабатывается вопрос отжатия воды воздухом. Этот способ осушения, по нашему мнению, весьма перспективный в условиях подземной газификации, но требует постановки специальных опытов в лабораторных условиях и проведения целого ряда полевых исследований. Методика указанных работ нуждается в специальной разработке.

Вопросы определения оптимальных условий обводненности подземных газогенераторов изучаются нами совместно с технологической лабораторией № 1 ВНИИПодземгаза и ЛГП АН СССР при помощи целого комплекса опытных полевых работ, осуществляемых в настоящее время на обводненном участке Подмосквонной станции «Подземгаз» по специально разработанной методике.

НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОСУШЕНИЮ ПОДЗЕМНЫХ БЕСШАХТНЫХ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

В начале своей деятельности (1953—1954 гг.) гидрогеологическая лаборатория занималась, в основном, оценкой существующих уже методов осушения. Особое внимание при этом было уделено широко применяемому в практике осушения способу вертикального дренажа и установлению возможностей применения этого способа при подземной газификации углей.

С этой целью в процессе строительства ранее запроектированных вертикальных дренажных установок на участках опытных бесшахтных газогенераторов Лисичанской, Шатской, Ангренской и Южно-Абинской станций «Подземгаз» осуществлялись опытные работы по уточнению гидрогеологического разреза осушаемой толщи; вносились соответствующие изменения в запроектированные дренажные схемы (Южно-Абинской и Ангренской станций «Подземгаз») и проводились опытные испытания их в различных горногеологических и гидрогеологических условиях.

Рассматривая результаты испытаний в условиях ПГУ способа вертикального дренажа следует отметить, что наибольший интерес представляют дренажные работы, выполненные при опытной газификации каменных углей Кузбасса на Южно-Абинской станции «Подземгаз»¹.

Осушаемый участок опытного бесшахтного газогенератора № 2 этой станции приурочен к восточному крылу II-Тырганского антиклинала, сложенному отложениями Верхней подсвиты Балахонской свиты Пермского возраста. Литологически эта толща выражена преимущественно алевролитами и аргиллитами, вмещающими слои песчаников и угольные пласты I-VIII-Внутренние. В гидрогеологическом отношении этот участок, как и все Южно-Абинское месторождение, характеризуется наличием единого весьма мощного, но довольно неоднородного по водопроницаемости и водообильности водоносного горизонта. Фльтрационные свойства пород определяются значениями коэффициента водопроницаемости 0,01—0,2 м/сут. Удельные дебиты колеблются в пределах 0,125—1,03 м³/час. Направление движения подземных вод с юго-запада на северо-восток обусловлено наличием основной области питания на западе и дополнительным подпитыванием подземных вод на юге, в районе водораздела между рр. Суртаиха и Акташ, а также более высокой фильтрационной способностью пород по простиранию и существованием на севере местной дрены р. Суртаихи и шахты треста Кагановичуголь.

Опытная однолинейная дренажная установка конструктивно была представлена четырьмя вертикальными водопонизительными скважинами, размещенными через 35—80 м на линии, отстоящей на 20 м ниже от первоначального канала газификации бесшахтного газогенератора № 2. Глубина скважин 200 м, конечный диаметр в обсадке — 12" (рабочая колонна труб, перфорированная на всю мощность вскрытой толщи). Для режимных наблюдений из 19 скважин, пробуренных на различные горизонты осушаемой толщи, было оборудовано 5 наблюдательных створов: один по простиранию пород и четыре вкрест простирания.

Осушительные работы начались 30/XI 1955 г. и проводились в 4 этапа при последовательном вводе в эксплуатацию водопонизительных скважин, оборудованных глубинными насосами ПМНЛ-60/150.

Естественный гидрогеологический режим участка в это время был уже несколько нарушен дренирующим влиянием наклонной шахты газогенератора № 1 на угольный пласт IV-Внутренний, обусловившим общее снижение уровня подземных вод на участке бесшахтного газогенератора № 2 на 5—10 м. Депрессионная воронка вытянулась по простиранию пород примерно на 360 м, в то время как радиус влияния ее вкрест простирания пород не превышал 160 м.

В результате месячной откачки из первой водопонизительной скважины № 8-др с производительностью 30—22 м³/час уровень подземных вод на участке был понижен на 30—70 м. По мере постепенного ввода в эксплуатацию остальных трех сква-

¹ Работы по опытному осушению выполнены ст. научным сотрудником лаборатории Ю. С. Шиловым.

жин происходило дальнейшее развитие депрессионной воронки. Так, при одновременной работе в течение одного месяца трех водопонижительных скважин № 2-др, 3-др и 8-др с суммарной производительностью $20 \text{ м}^3/\text{час}$ радиус депрессионной воронки по простиранию увеличился до 500 м и вкрест простирания до 200 м. Достигнутое при этом максимальное понижение уровня подземных вод составляло 114—118 м, то есть столб воды над горизонтом розжига газогенератора не превышал 22—18 м. На значительной (до 55%) части площади газогенератора уровень подземных вод находился на 15—30 м ниже подошвы угольного пласта (рис. 1,а).

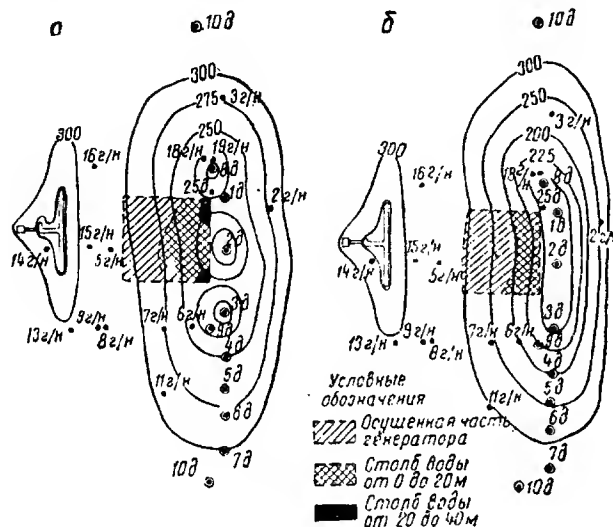


Рис. 1.

а — при осушении участка шахтой и 3 скважинами; б — при осушении участка шахтой и 4 скважинами

При кратковременной работе (порядка 12 суток) четырех водопонижительных скважин № 1-др, 2-др, 3-др и 8-др столб воды над горизонтом розжига снизился до 12—7 м, а площадь незатопленной части угольного пласта возросла до 65% (рис. 1,б) и со временем, по-видимому, увеличился бы еще более. Однако продолжить откачку из 4 одновременно работающих скважин не представилось возможным, так как имеющееся на станции насосное оборудование с большим напряжением позволило обеспечить непрерывную работу в течение опытной газификации лишь двух скважин. Тем не менее, полученные уже результаты опытного осушения позволяют полагать, что запроектированная дренажная установка из четырех вертикальных скважин вполне может обеспечить требуемое водопонижение на этом газогенераторе. Об этом свидетельствует, прежде всего, тот факт, что хотя в работе находилось преимущественно 2 скважины при рабочем понижении уровня воды в них порядка 150 м вместо запроектированного 190 м, дренажная установка позволила снизить уровень подземных вод на площади газогенератора в среднем, на 125 м, полностью осушив угольный пласт до горизонта +212 м. Благодаря этому процесс газификации каменного угля на опытном газогенераторе № 2 протекал нормально и был получен газ с теплотворной способностью до $1200 \text{ ккал}/\text{нм}^3$.

Таким образом, установлено, что применение глубинного вертикального дренажа для осушения под-

земных бесшахтных газогенераторов на Южно-Абинском месторождении, а также бесшахтных газогенераторов с аналогичными горногеологическими и гидрогеологическими условиями в настоящее время не только возможен, но и наиболее целесообразен.

В 1955—1956 гг. лабораторией были разработаны принципиально возможные схемы осушения подземных бесшахтных газогенераторов наклонными скважинами (способ наклонного дренажа) и горизонтальными скважинами, образуемыми с помощью бурения или сбойки и выгазовывания.

Способ наклонного дренажа, сущность которого заключается в увеличении фильтрующей поверхности, приобретает исключительно важное значение при осушении маломощных и слабопроницаемых пластов типа Лисичанского комплекса Донбасса. Это подтверждено выполненными в свое время гидрогеологическими расчетами, а также результатами первых опытных испытаний, этого способа в природных условиях.

Технико-экономические расчеты показали, что наибольшего внимания заслуживает дренажная схема, состоящая из двух наклонных дренажных скважин, двух вертикальных водоотливных и нескольких водопонижительных вертикальных скважин.

Дренажные наклонные скважины рабочим диаметром 10—12" проходятся по угольному пласту вдоль двух коротких границ газогенератора, на расстоянии 50—30 м от него. Скважины заглубляются на 40—50 м ниже первоначального канала газификации. На забой каждой из этих скважин бурится вертикальная водоотливная скважина диаметром в обсадке 6—10", которая оборудуется глубинным насосом типа АПВ-10 или ЭН-160-800, ЭН-250-800 и др.

Водоотливные скважины одновременно используются для дренажа водоносных горизонтов, расположенных выше и ниже осушаемого угольного пласта, поэтому колонны обсадных труб в них на участках залегания указанных горизонтов простреливаются специальными торпедными перфораторами. Дополнительные водопонижительные скважины, необходимые для осушения надугольных и подугольных водоносных горизонтов, закладываются за линией, соответствующей забою наклонных дренажных скважин.

Испытание этой схемы осушения в природных условиях выполнялось в 1956 г. При этом использовались уже существующие наклонные и вертикальные скважины на участке опытного бесшахтного газогенератора № 2, расположенного на пласте L_8 в юго-восточной части территории Лисичанской станции «Подземгаз» (водораздел между р. Северный Донец и ее правым притоком р. Беленькой).

Геологический разрез участка характеризуется следующим строением: продуктивная толща карбона свиты C_6^2 представлена в основном глинистыми сланцами, вмещающими угольные пласты m_3 , m_2 , L_8 ; слои песчаников: m_3Sm_4 , M_1Sm_2 и известняков — M_1 и M_4 . Перекрываются каменноугольные отложения палеогеновыми песками мощностью 7—23 м. Водоносными горизонтами являются слои известняков, песчаников и угольные пласты. Водоносные горизонты будучи изолированы друг от друга водоупорными глинистыми сланцами содержат подземные воды с напорами до 24—96 м.

Основными источниками обводнения бесшахтных газогенераторов на пласте L_1^8 являются напорные воды собственно угольного пласта и подземные воды известняков M_1 , которые будут поступать в газогенератор после обрушения кровли. Водопроницаемость угольного пласта L_1^8 на данном участке характеризуется значениями коэффициентов фильтрации 0,02—0,2 м/сут при мощности его 0,8—0,9 м; коэффициент фильтрации известняков порядка 4,5 м/сут; мощность их 11,6—16,0 м.

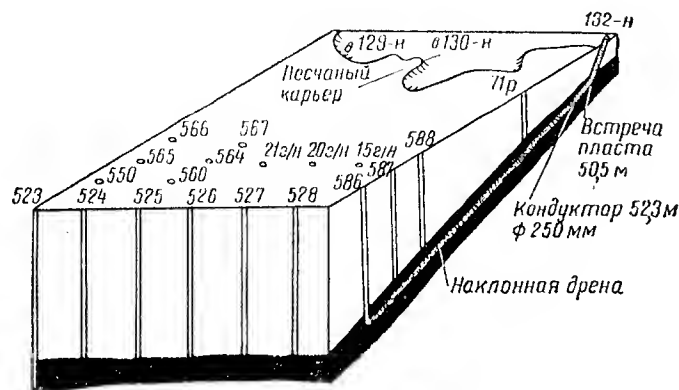


Рис. 2. Опытная дренажная установка на участке бесшахтного газогенератора № 2

Опытная дренажная установка, испытание которой проводилось на этом участке, изображена на рис. 2. Конструктивно она представлена тремя наклонными (дренажными) скважинами № 129-н, 130-н, 132-н и тремя вертикальными водоотливными скважинами № 525, 559, 586.

Наклонные скважины пробурены по угольному пласту L_1^8 в направлении его падения. Общая длина их соответственно равна 201,3; 210,0; 200,7 м. Длина рабочей части скважины (в пределах угольного пласта), пробуренная диаметром 170 мм, составляла соответственно 153,8; 137,7; 149,1 м. Верхняя нерабочая часть скважины закреплена обсадной колонной труб 10" с цементацией затрубного пространства по методу Перкенса. Водоотливные вертикальные скважины № 525, 559, 586 пробурены до угольного пласта с заглублением в него на 0,15—0,20 м и закреплены от устья до забоя обсадными трубами 10" с цементацией затрубного пространства по указанному выше способу. Вертикальные и наклонные скважины были сбиты между собой; скважины № 130-н и 525 — с помощью электросбойки, а остальные — с помощью гидравлической сбойки. Для откачки использовались штанговые насосы 2,5", смонтированные на водоотливных скважинах через качалки типа Бурвод-III. Наблюдения за процессом дренажа велись в восьми наблюдательных скважинах, размещенных по площади газогенератора и в ряде технологических скважин.

Опытные работы были начаты 15/VIII 1956 г. и выполнены до конца года в сравнительно небольшом объеме из-за отсутствия качественных глубинных насосов, обеспечивающих нормальное проведение откачки с глубин свыше 120—150 м. За весь указанный период были проведены лишь испытания первой одиночной наклонной дрены № 132-н, которые, несмотря на затруднения технического порядка

и на другие отрицательные факторы, дали положительные результаты.

К началу опытных испытаний наклонной дрены № 132-н гидрогеологический режим подземных вод угольного пласта L_1^8 был резко нарушен: благодаря дренирующему влиянию отработанного на этом пласте газогенератора № 10 произошло снижение пьезометрического уровня данного горизонта и образовалась довольно устойчивая воронка депрессии с радиусом в северо-западном направлении более 500 м. Центр депрессионной воронки находился у скважины № 301 газогенератора № 10, удаленной от опытного участка на 150 м.

Не менее существенную роль в изменении гидрогеологического режима подземных вод этого пласта сыграли проводившиеся на данном участке холодные испытания (с 10 по 14/VIII 1956 г.), а затем, в продолжение всего опыта, сбойка скважин воздухом высокого давления. Те и другие сопровождались нагнетением воздуха в угольный пласт под давлением 50—60 атм. В результате этого вода в угольном пласте отжималась, вызывая приращение напоров на всей площади участка. Абсолютная величина приращения напоров Δh изменялась в зависимости от расстояния к точке подачи воздушного дутья в пласт, от 18 ($l=25$ м) до 6,4 м ($l=150$ м).

Наглядное представление о влиянии рассмотренных выше двух факторов на гидрогеологический режим подземных вод угольного пласта L_1^8 дает представленная на рис. 3 совмещенная карта пьезоизогипс.

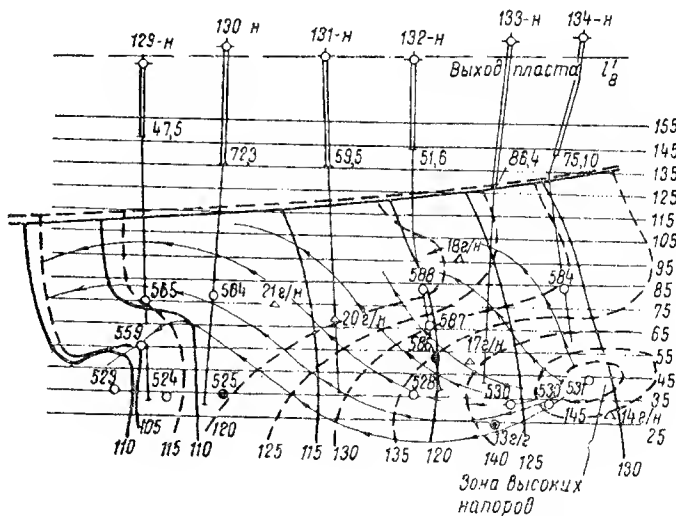


Рис. 3. Совмещенная карта пьезоизогипс до и в процессе сбоек (10.VIII—14.VIII.56 г.) (условные обозначения см. рис. 4)

Откачка воды при испытании наклонной дрены № 132-н проводилась при трех понижениях уровня в водоотливной скважине № 586. Наибольший эффект водопонижения был достигнут при втором рабочем понижении равном 53,7 м и среднем расходе водоотливной скважины 15,6 м/сут. В результате полуторамесячной откачки на этом понижении произошло существенное снижение пьезометрического уровня подземных вод в водоносном угольном пласте L_1^8 и образовалась асимметричная воронка депрессии с крутым юго-восточным крылом и довольно

пологим юго-западным (рис. 4). Понижения уровня воды в центральной части равнялось 35—20 м, а осушенная верхняя часть угольного пласта L_8 составляла 30 м. Откачка воды на этом понижении была закончена в условиях неустойчивого гидрогеологического режима. Депрессионная кривая, сформировавшаяся, в основном, в течение первого месяца откачки, на этом понижении полной стаби-

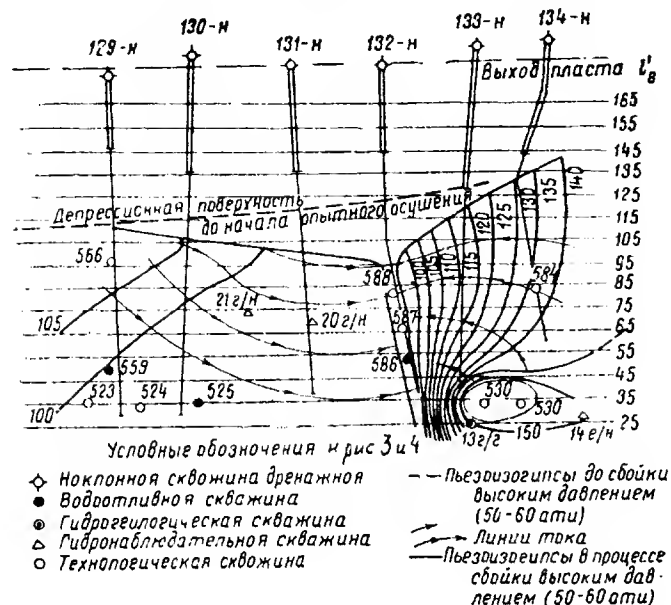


Рис. 4. Динамическое понижение пьезометрической поверхности и депрессии при опытном осушении наклонной скважины № 132-к (2-е положение 15.VIII—5.X—1956 г.)

лизации в дальнейшем не достигла, что объясняется отжатием воды в пласте воздухом высокого давления. Наложение этого фактора отрицательно сказалось и на ходе дальнейшей откачки. Так, при увеличении рабочего понижения в скважине до 69,0 м наблюдалось резкое уменьшение расхода воды до 1,68 м³/сут. Указанное явление можно объяснить отжимом воды от дрены, в результате чего насос работал «вхолостую», подавая малое количество воды с воздухом (прорывы воздуха имели место на ближайших наблюдательных скважинах).

Однако несмотря на своеобразные условия, отрицательно влиявшие на проведение опытного осушения, несмотря на малые дебиты и сравнительно короткий период откачки, общее снижение уровня следует признать достаточно эффективным. Глубина образовавшейся при этом депрессионной воронки достигла 30 м. Максимальное же снижение уровня при месячной откачке из этого пласта вертикальной скважиной № 13-г/г при рабочем понижении равном 89,2 м и среднем расходе скважины 48 м³/сут составляло всего лишь 7 м.

Следует отметить, что эффект водопонижения наклонными дренами может быть значительно повышен за счет их прожига с целью увеличения сечения дрены и соответствующего отжатия воды воздухом.

Кроме того, результаты первых опытов показали, что заложение двух наклонных дрен по краям газогенератора может преградить поступление воды в него со стороны на весь период его эксплуатации.

Таким образом, способ наклонного дренажа является на сегодня наиболее совершенным и перспективным методом осушения маломощных и слабопроницаемых пластов. В условиях же подземной газификации, где уже освоено бурение наклонных скважин, имеются большие перспективы для развития этого способа осушения бесшахтных газогенераторов.

НАПРАВЛЕНИЕ ДАЛЬНЕЙШИХ РАБОТ

Дальнейшие работы гидрогеологической лаборатории ВНИИПодземгаз должны вестись в направлении:

1) завершения опытно-промышленных испытаний наклонного дренажа и усовершенствования вертикального дренажа применительно к условиям ПГУ, а также внедрения их в промышленность;

2) развития исследований по установлению оптимальных условий подземной газификации обводненных угольных месторождений Мосбасса и Днепробасса;

3) разработки новых наиболее эффективных способов осушения подземных бесшахтных газогенераторов в сложных горногеологических и гидрогеологических условиях, в том числе и способа отжатия воды воздухом.

Борьба с проникновением газов из подземного газогенератора в горные выработки шахты № 1 треста Скуратовуголь

Докт. техн. наук И. М. ПЕЧУК

МакНИИ

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ работы шахты № 1 треста Скуратовуголь (г. Тула) были остановлены, вследствие проникновения в шахту газов из подземного газогенератора (в дальнейшем именуется «очаг»).

Автор принимал участие в обследовании положения на шахте № 1 и разработке мероприятий по борьбе с проникновением газа из подземных газогенераторов Подмосковной станции «Подземгаз» в шахту № 1 треста Скуратовуголь. Проведенные ис-

следования и сделанные по ним выводы могут оказаться полезными в случае строительства новых станций «Подземгаз» вблизи от действующих шахт. Так как объем статьи ограничен, то данные некоторых исследований, имеющие методический характер, не нашли отражения в настоящей статье.

Обследования показали, что газы проникали в выработки шахты № 1, по трещинам, прорезающим известняк. Движение газов происходило под действием напора, поддерживаемого в очаге.

В качестве меры борьбы с загазованием работ шахты № 1 с поверхности бурились дренажные скважины и по ним выпускались газы. Расположение дренажных скважин показано на рис. 1. В этих скважинах регулярно замерялись напоры (в мм рт. ст.) и отбирались пробы газа. Анализ газа по дренажным скважинам проводится в табл. 1.

Таблица 1

№№ скв.	Дата (1951 г.)	Состав газа в объемных %					
		CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂
17	6/II	10	3,2	0,5	2	0,3	84,0
17	13/II	6,6	9,9	1,0	1,5	0,3	80,7
34	6/II	12,6	4,0	0,8	3,3	0,8	82,5
34	13/II	10,2	3,6	1,2	3,3	0,5	81,2
45	6/II	7,0	7,8	1,4	8,6	0,8	74,4
45	13/II	9,5	2,8	4,0	11,8	0,7	71,2
61	6/II	11,7	3,25	3,15	11,6	0,3	70,0
61	13/II	14,0	0,2	2,7	8,3	0,5	74,3
73	6/II	9,5	4,5	1,3	8,5	0,5	75,7
73	13/II	12,8	0,2	0,5	1,5	0,2	84,8
152	14/II	2,0	16,5	0,0	0,0	0,0	81,5
158	6/II	6,0	11,4	1,0	1,0	0,3	80,3
158	11/II	5,5	14,5	0,0	0,0	0,0	80,0
177	6/II	13,5	0,2	Нет	0,2	0,2	85,9
177	13/II	12,4	2,1	0,2	0,3	0,2	84,8
179	13/II	12,0	1,8	0,2	2,5	0,2	83,3
520	6/II	15,6	2,6	1,6	9,8	1,0	69,4
520	13/II	15,5	3,5	2,7	6,0	0,7	71,6
521	3/II	4,5	13,5	0,0	0,0	0,0	82,0
543	6/II	8,0	7,0	1,0	4,0	0,4	79,6
543	13/II	2,3	13,7	0,0	0,0	0,0	84,0
073	6/II	3,2	3,3	Нет	3,5	0,2	89,8
073	6/II	3,2	3,3	0,0	3,5	0,2	89,8

По данным таблицы видно, что по пути движения газа к шахте напоры постепенно падали, о чем свидетельствуют изменения их значений в скважинах: № 61 — 175, № 179 — 110, № 34 — 30 мм рт. ст. Одновременно с падением напора наблюдалось значительное изменение состава газа. При сопоставлении анализа газов следует иметь в виду, что содержание компонентов газов в газогенераторе было примерно: H₂=18; CH₄=2; CO=10; O₂=0,4; N₂=55 и было подвержено большим колебаниям.

Как правило, на сравнительно небольшом расстоянии от газогенератора значительно возрастало процентное содержание O₂ в газах, выбрасываемых из скважин (см., например, данные табл. 1 по скважинам № 543, 158, 521). Это объясняется проникновением в трещины известняка сжатого воздуха, движущегося по углю при розжиге панелей под давлением от 0,5 до 5 ат.

Проникновение воздуха в известняк не имеет места там, где между последним и углем залегают глинистые сланцы. Неодинаковая воздухопроницаемость самого известняка и породы, находящейся

между ним и углем, является, следовательно, причиной различного содержания кислорода в газах, выбрасываемых из близлежащих скважин.

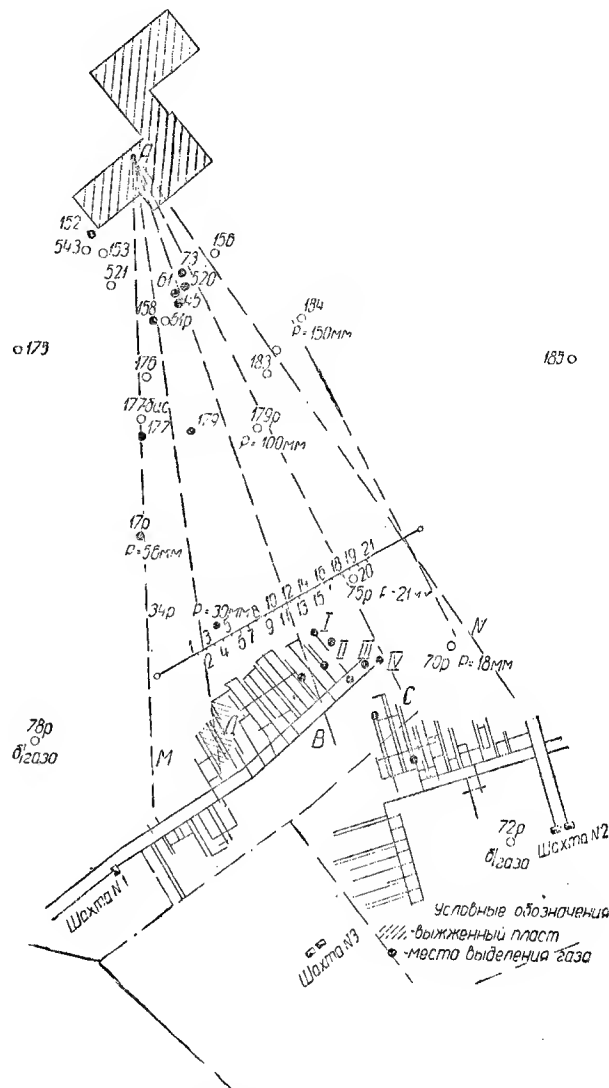


Рис. 1. Расположение дренажных скважин, пробуренных для борьбы с загазованием работ шахты № 1

Ввиду изложенного следует в результаты анализов газа вносить поправки, вызываемые влиянием примеси воздуха к газам. Для определения содержания горючих, которое заключалось бы в газе, если бы воздух не присасывался в известняк, надо соответствующие результаты анализов умножить на величину

$$\varphi = \frac{20,9 - m^{\text{в*}}}{20,9 - O_2},$$

где m — содержание кислорода в газе очага, %;
O₂ — то же, в газах, вытекающих из скважины.

После введения указанной поправки содержание, например, двуокиси углерода в находящихся близко друг от друга скважинах № 520 и 45 оказывается, по данным полученным 6/II, соответственно равным 11,0 и 13,4, то есть близкими между собой, вместо 15,6 и 7,0.

* Вывод формулы опущен.

При внесении указанных поправок замечено, что по мере удаления от очага содержание ряда газов постепенно уменьшается при одновременном увеличении содержания азота (см., например, результаты анализов по скважинам № 34, 45, 61, 179). Связано это с неодинаковой способностью известняка сорбировать различные газы и с повышением этой способности при увеличении содержания данного газа в смеси. Так как СО и СО₂ лучше сорбируются, чем другие газы, то их содержание в газах при приближении к шахте резко падает; содержание азота высоко, но так как он плохо сорбируется, то его содержание в смеси газов постепенно увеличивается.

О потере газа по пути от очага до шахты свидетельствует также факт превышения содержания азота в смеси газов по сравнению с атмосферным (79%), в то время как в очаге его содержание близко к 55%. Количество сорбированных газов увеличивается с длительностью их соприкосновения с известняком; чем дольше они в пути, тем опасность проникновения вредных газов в шахту становится меньшей. Таким образом, чтобы предотвратить проникновение газов ПГУ из очага в соседние шахты, надо, чтобы расстояние между очагом и шахтой было достаточно большое, либо чтобы количество газов, направляющихся к шахте, было меньше.

При увеличении расстояния от очага газификации к шахте количество газов, направляющихся к шахте при одном и том же напоре, уменьшается. Но если подземный газогенератор уже работает, увеличить это расстояние можно лишь за счет переноса этого газогенератора в новое место, что сопряжено со значительными затратами.

На практике прибегают к другим способам предохранения шахт от проникновения в них вредных газов. К числу их относятся:

- противонапор;
- стоки (дренажные скважины);
- источники (скважины для подачи воздуха).

Противонапор

Доктор технических наук В. Н. Воронин предложил повысить в шахте компрессию вентиляционной струи с 30 до 300 мм вод. ст. и создать таким образом противонапор газам, устремляющимся в выработки шахты, для чего предложил установить на шахте высоконапорный вентилятор.

Основные недостатки этого метода следующие:

1. Как показали наблюдения ряда исследователей, небольшой относительный противонапор слабо сокращает количество газов, протекающих под действием высокого напора.

Для проверки этого предложения была построена модель, показавшая, что сокращение количества притекающих из очага в шахту газов примерно равно отношению противонапора к напору на кромке огневого забоя. Так как указанный напор на границе очага (вблизи огневого забоя) был близок к 3000 мм вод. ст., то повышение напора вентиляционной струи вблизи места поступления газов в шахтные выработки примерно на 200 мм могло сократить количе-

ство указанных газов на $\frac{200}{3000} \cdot 10 = 7\%$, то есть совершенно недостаточно.

2. Значительное повышение напора вентиляционной струи приводит к увеличению утечек воздуха на поверхность через трещины в породах, повышая тем самым опасность самовозгорания угля в выработанном пространстве; к накоплению вредных газов в выработанном пространстве, которые при обрушении кровли могут проникнуть в шахтные выработки; к накоплению вредных газов в карстах; что представляет опасность в случае пересечения работами шахты трещин, соединяющих эти работы с карстами.

Таким образом, противонапор наряду с малой эффективностью может создать дополнительные опасности в шахте и в условиях Тульской станции «Подземгаз» удовлетворительных результатов дать не может.

Стоки

В качестве стока первоначально использовалась только скважина № 520. Значительное снижение количества вредных газов, проникающих в шахту в результате выпуска газов в атмосферу через эту скважину, не имело места. Наблюдениями было установлено, что по этой скважине выпускалось газов около 55 000 м³/сут. Приблизленные подсчеты, проведенные при обработке результатов наблюдений, показали, что в район северных работ шахты № 1 до начала выпуска газов через указанную скважину проникало газов около 5000 м³/сут.

В результате выпуска газов через скважину № 520 количество поступающих в шахту газов сократилось только на 1500 м³/сут., при этом концентрация водорода в газе уменьшилась приблизительно с 3,3 до 2,7%.

В целях борьбы с проникновением газов в шахту № 1 на совещании с участием Горного надзора было намечено пробурить защитный пояс из 21 скважины (см. рис. 1) на расстоянии 40 м одна от другой и выпускать через них газы.

Концентрация водорода в пробах из скважины № 45, находившейся на расстоянии около 100 м от скважины № 520, была примерно такая, как в последней скважине. В скважине № 158, отстоящей на 250 м от скважины № 520, содержание водорода было резко снижено. Имелись поэтому основания полагать, что скважина № 45 находилась в пределах депрессионной воронки, которая образовалась вследствие вытекания газов из скважины № 520; следовательно, для опытного решения вопроса можно было бы бурить первые две скважины на расстоянии 80—100 м друг от друга с тем, чтобы затем пробурить между ними еще одну скважину и проверить затем, имелась ли нужда в последней.

Комиссия наметила также порядок бурения скважин указанного пояса. В первую очередь предполагалось бурить скважины № 7 и 6. Так как в первую очередь надо было предохранить от проникновения газов глухие выработки шахты № 1 (точки I и II), то надо было бурить сначала скважины № 12 и 14, находящиеся на пересечении указанного пояса скважин с лучами А—I и А—II.

В дальнейшем пришли к выводу, что при помощи одних стоков не удалось бы значительно снизить концентрацию газов в точках I—IV. Так как вследствие увеличения проводимости пути движения газов до пояса скважин увеличится количество протекающих по этому пути газов и, следовательно, сократится время их движения от очага до указанного пояса, то можно ожидать, что влияние сорбции вредных газов скажется в меньшей мере (см. выше о влиянии стока со скважины № 520) и содержание их вблизи «пояса» окажется большим, чем до момента пользования стоками. (Сказанное подтверждается повышением содержания вредных газов в районе скважины № 520 после того, как из нее стали выпускать газы).

Из этого следует, что количество газов, протекающих от «пояса» до работ шахты, сократится, ввиду чего повысится длительность времени их пребывания в пути и сократится концентрация вредных газов. Но так как расстояние от скважин до работ шахты № 1 малы, то оставалось неясным, какие концентрации вредных газов будут обнаружены в шахте.

Можно добиться прекращения проникновения вредных газов в шахту путем комбинированного пользования стоками на поясе скважин в сочетании с повышением напора вентиляционной струи и установкой высоконапорных высасывающих вентиляторов типа Косточкина на каждой скважине или высоконапорного группового вентилятора большой производительности, высасывающего газы в коллекторный трубопровод.

При применении стоков в качестве меры защиты горных выработок от загазовывания можно сделать следующие выводы:

стоки без дополнительных мероприятий сокращают количество притекающих в шахту газов, но, как правило, полностью не обеспечивают достаточного снижения концентрации вредных газов в шахте;

принятый порядок бурения скважин в «поясе» — неправилен, в первую очередь следовало бурить скважины № 12 и 14;

выпуск газов из скважин (пользование стоками) — неэкономичен, так как при этом во много раз возрастают потери газов в атмосферу;

в комбинации с повышенным напором вентиляционной струи стоки могут оказаться достаточно эффективными для ликвидации проникновения газов в шахты, но при этом остаются недостатки, свойственные методу противонапора;

более эффективно и менее опасно использование высоконапорных вентиляторов, высасывающих газы из скважин.

Источники

Так как газы, проникающие из очага в шахту № 1, имеют паразитный характер, то бороться с ними следует, как с утечками, не воздействуя на шахтную вентиляцию. Ввиду этого рекомендуется произвести отжим газов, воздействуя непосредственно на паразитные токи. Работы такого характера проводились успешно в Кузбассе для борьбы с засасываниями воздуха через провалы с дневной поверхностью в выработанное пространство.

Отжим газов целесообразно производить, исполь-

зуя «источники», то есть нагнетая воздух в ряд рациональным образом расположенных скважин.

При помощи отжима газов трудно добиться полного прекращения поступления их в шахтные выработки, и поэтому можно ограничиться таким сокращением количества проникающих в эти выработки газов, чтобы они не представляли опасности. Наибольшую опасность представляла СО, концентрация которой в выработках достигала 0,6%.

Для достижения неопасной для здоровья концентрации СО в 0,008% необходимо было уменьшить количество газов, поступающих в шахту, в 10 раз.

Как известно сжатый воздух при пользовании методом «источники» подается в скважины с таким расчетом, чтобы газы проникали в шахтные выработки в количествах, не представляющих опасности. Такое решение задачи сопряжено с трудностями, ввиду того, что проводимость каналов, по которым протекают газы, различны. Определение краевых условий затруднительно, так как только часть газов проникает в шахтные выработки, а какая-то часть находит другой выход в атмосферу; поэтому задача решалась ориентировочно, исходя из некоторых допущений и с использованием моделей.

Для конструирования модели задались сопротивлениями (проводимостями) путей, по которым протекали газы. Для этой цели были использованы данные о напорах в скважинах и о количествах газов, проникавших в выработки шахты № 1.

При решении задачи возник вопрос о законе, которому подчинено движение газов. Так как скорость течения газов мала и размеры каналов, по которым они протекают, также малы, то можно было исходить из линейного закона движения жидкости (газов). Однако, как это вытекает из теории¹, при большом напоре градиент последнего не остается постоянным.

Ввиду этого было проверено на модели, в какой мере допустимо пользование линейным законом течения жидкости в условиях, близких к имевшим место в разбираемом случае. Исследования показали, что ошибка в результате принятого допущения может достигнуть 8%. Так как точность расчетов мала, то в основу был положен линейный закон. Было принято, что размеры каналов, то есть высота незатопленной части Упинского известняка h и пористость последнего b равномерны по всему полю и что выгазованная часть подземного газогенератора — круговая с условным центром A (рис. 1).

Так как вопрос о проводимости поля неопределенных размеров не разработан, было принято, что можно исходить из единичной проводимости Π_0 , определяемой:

а) по количеству газов, протекающих в направлении от границы (кромки) выгазованной части очага к шахте в секторе, стягиваемом дугой 1° ;

б) по соответствующей потере напора.

Проводимость определялась по формуле

$$\Pi = \frac{q}{H}. \quad (1)$$

Количество газов, которое протекало в северных работах шахты № 1, было определено по содержа-

¹ Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде, ур-ние (6.20).

нию водорода в исходящей вентиляционной струе указанных работ (0,085%) и количеству воздуха, протекавшему в этой струе (534 м³/мин). Таким образом, водорода притекало $534 \cdot \frac{0,085}{100} = 0,45 \text{ м}^3/\text{мин} = 650 \text{ м}^3/\text{сут.}$ В шахтные работы газ поступал с содержанием водорода 3,3%, а следовательно, всех газов поступало $650 : 0,033 = 20\,000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Этот газ поступал по сектору *DAC*, стягиваемому дугой 18°, и поэтому по дуге в 1° притекало около $20\,000 : 18 = 1200 \text{ м}^3/\text{сут. град. газов.}$

По разности значений напоров в 4 парах скважин (№ 179 и 75, 61 и 17, 61 и 34, 184 и 76) и разностям значений соответствующих радиусов r было найдено, что градиент давления $\frac{dH}{dr}$ — величина, ко-

леблющаяся в небольших пределах и близкая к 0,1 мм рт. ст./м. Были проведены радиусы из центра очага *A* через ряд скважин и, используя найденные значения градиентов, определены напоры на кромке огневого забоя. Последние оказались равной 3000 мм вод. ст. Таким образом, $H = 3000$.

По формуле (1) было найдено ориентировочное значение $P_0 = \frac{1200}{3000} = 0,4 \text{ м}^5/\text{кг} \cdot \text{сут.}$ Это значение

имеет место для дуги $MAN = \varphi = 30^\circ$, по которой газ проникает в шахтные выработки. Для остальной части поля были найдены градиенты по разностям напоров соседних скважин и по разностям соответствующих радиусов.

Приняв некоторые допущения, было найдено, что для остальных $360^\circ - 30^\circ = 330^\circ$ проводимость P_0 ориентировочно равна 0,12.

Таким образом, общая потеря газов в атмосферу составляла примерно 3000 ($30 \cdot 0,4 + 330 \cdot 0,12$) = 15 000 м³/сут.

Заметив, что скорость движения газов к шахтным выработкам может быть выражена равенством

$$v = \frac{dr}{dt} = \frac{q_0}{S_0},$$

где

$$S_0 = h \cdot b \cdot \frac{\pi r}{180},$$

была найдена формула

$$t_n = \frac{0,0175 b \cdot h}{2 q_0} (R^2 - r^2), \quad (2)$$

где R и r — соответственно расстояние от центра очага до места поступления газов в шахтные выработки и то же до указанной кромки огневого забоя;

t_n — время движения газов от кромки огневого забоя до шахтных выработок.

Подставив найденное значение q_0 (1200 м³/сут) в уравнение (2) и заметив, что r мало по сравнению с R^2_1 , находим

$$t_n = \frac{0,0175 \cdot b \cdot h}{2 \cdot 1200} R^2. \quad (3)$$

По данным геологов $h = 10 \text{ м}$, а $b = 0,07$; $R = 2000 \text{ м}$. Ввиду этого по уравнению (3) $t_n = 6$ суток. Рассмотрение динамики напора в скважинах вблизи шахтных выработок, связанной с переходом дав-

ления сжатого воздуха от 500 до 300 мм рт. ст., показало, что стабилизация напора в скважинах наступила примерно через 9 суток. Это показывает, что в действительности t_n было близко к 9 вместо 6 суток, подсчитанных по формуле (3) и при неточных значениях h и b .

Из сказанного вытекает, что для ориентировочных подсчетов можно пользоваться уравнением (2), а время движения газов на расстоянии в 1 м в разбираемых условиях при напоре в очаге 300 мм рт. ст. считать близкими к $9 : 2000 = 0,0045 \text{ суток/м} = 6,5 \text{ мин/м.}$

q_0 прямо пропорционально H и обратно пропорционально сопротивлению пути или длине последнего, то есть примерно пропорционально R .

Ввиду этого можно привести уравнение (2) к виду:

$$t_n = 0,0013 \frac{b \cdot h}{H} R^3. \quad (4)$$

Количество сорбируемых газов растет с увеличением t_n и поэтому увеличение расстояния между центром подземного газогенератора и границей шахтных работ значительно уменьшает опасности, связанные с проникновением газов из подземного газогенератора в шахтные выработки (t_n растет приблизительно пропорционально кубу R). В разбираемых условиях увеличение R в 2 раза создало бы безопасные условия.

t_n примерно обратно пропорционально напору в очаге H , но так как сокращение концентрации газов вследствие их сорбирования известняком идет медленнее, чем t_n , ввиду того, что сорбционная способность известняка падает со снижением концентрации газов в смеси, то повышение концентрации вредных газов в шахтных выработках меньше роста H .

Найденные выше значения переменных были использованы для конструирования показательной модели.

В первую очередь была поставлена задача сократить количество газов, поступающих в подготовительные работы северных работ шахты № 1, где создалось более опасное положение (ВС, рис. 1). Учитывая, что дуга сектора *BAC* — 4°, нашли, что в указанные работы поступает газов примерно $4 \cdot 1200 = 4800 \text{ м}^3/\text{сут}$, или около $4800 : 150\,000 = 3\%$ всего теряемого из подземного газогенератора газа. При конструировании модели было принято, что в секторе *BAC* теряется 4% (с запасом), а в остальной части поля — 96%. Секторы поля имитировались «сопротивлениями» и «источниками». В качестве сопротивлений были использованы стеклянные трубки, заполненные песком, проводимость которых проверялась замерами количества воздуха, проходящего через них под одинаковым давлением (100 мм рт. ст.). Источники имитировались трубками, через которые подавался под желаемым напором сжатый воздух с содержанием около 3% метана. Сжатый воздух подавался также в «очаг». Количество подававшегося воздуха регулировалось таким образом, чтобы он поступал под требуемым напором.

По разности количеств воздуха, проникавшего в шахту во время, когда источник не действовал, а также когда он действовал, можно было определить

эффективность «источника», как метода борьбы с проникновением газа в шахтные выработки. По содержанию метана в воздухе, попадавшем в шахту, можно было судить о количестве воздуха, поступавшего из источника в шахту.

Опыты производились при различных расстояниях источников от шахты. Значительно более эффективными оказались источники (скважины), расположенные вблизи очага.

Сравнение результатов опытов при расположении источников вблизи очага и вдали от него показало, что первый вариант имеет следующие преимущества:

1) напор, под которым подается воздух в скважины, близок к напору в очаге и значительно меньше, чем требуется для получения одинакового эффекта в случае, если скважины расположены вдали от шахты;

2) значительно меньше требуемое количество воздуха для отжима;

3) меньше требуется скважин (источников);

4) скважины легче обслуживать;

5) при соответствующем регулировании количества воздуха, подаваемого в скважину, легче не допустить проникновения газа в шахту в периоды повышения давления в очаге.

Источники имеют следующие преимущества по сравнению со стоками и противонапором:

1) при более низких экономических затратах достигается более высокая эффективность защиты;

2) потери газа из подземного газогенератора в атмосферу не только не повышаются, а понижаются;

3) сокращается количество газов, накапливающихся

в трещинах вблизи шахтных выработок, следовательно, повышается безопасность;

4) легче достигается уменьшение количества газов, проникающих в шахтные выработки, при повышении давления в подземном газогенераторе.

* *
*

Из всего вышеизложенного следует, что предложенный метод пользования «источниками» позволяет эффективно со сравнительно небольшими затратами избежать проникновения газов в шахту, сократить утечки газов из подземного газогенератора и в большой мере покрыть, таким образом, затраты на проведение рекомендованных мероприятий.

Концентрация и количество газов, проникающих из очага в шахты, зависят от:

а) длины пути газов от подземного газогенератора до шахты;

б) напора в подземном газогенераторе;

в) пористости известняка и незатопленной его мощности;

г) наличия и размеров газонепроницаемого прослойка (глинистого) между угольным пластом и указанной породой (известняком);

д) дифференциальной (избирательной) способности известняка сорбировать газы.

Метод ориентировочного определения по значениям напоров в скважинах количества газов, направляющихся по «секторам» из подземного газогенератора может быть использован для определения утечек газа из очага.

К вопросу об эффективности подземной газификации углей в Подмосковном бассейне

М. М. АЛЬТШУЛЕР, канд. эконом. наук Е. К. ШМАКОВА

ВНИИПодземгаз

ПОДЗЕМНАЯ газификация углей является новым перспективным способом добычи угля без применения подземного труда. Получаемый газ может быть использован для энергетических целей как топливо более высокого качества, удобное в использовании, или в качестве сырья для химического синтеза.

В настоящее время способ производства энергетического газа отработан и подготовлен для промышленного освоения; процесс же производства технологического газа находится в стадии освоения.

Первым предприятием по производству энергетического газа является Подмосковная станция «Подземгаз», которая строилась как опытное предприятие с целью обоснования технической осуществимости процесса подземной газификации углей. После решения этой задачи Подмосковная станция два раза расширялась и в настоящее время она производит 400 млн. м^3 газа в год, примерно 1,1 млн. м^3 в сутки, что соответствует небольшой шахте производительностью 300—350 т в сутки.

Подмосковная станция «Подземгаз» 12 лет вырабатывает газ без применения подземного труда бесшахтным способом и непрерывно снабжает своим газом ряд промышленных предприятий города Тулы.

За время работы станция выработала 2,1 млрд. м^3 газа, что эквивалентно 723 тыс. т подмосковного угля.

При этом она непрерывно наращивала производственную мощность и улучшала свои технико-экономические показатели, что видно из табл. 1.

Газ Подмосковной станции является самым дешевым из генераторных газов. Для иллюстраций в табл. 2 приводится себестоимость 1 м^3 газа, вырабатываемого на основных газогенераторных заводах.

Газ подземной газификации в настоящее время используется для энергетических целей — вместо угля в котельных промышленных предприятий. То же направление сохранится в ближайшие годы при использовании газа крупных промышленных

Таблица 1

Показатели	Г о д ы								
	1945	1948	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956
Валовая выработка, млн. м^3	31,7	122,3	207,2	219,7	236,8	290,3	354,8	412,0	401,7
Производительность труда 1 трудящегося, тыс. м^3 газа в мес.	19,7	41,5	49,7	44,8	49,3	58,6	69,4	82,9	94,8
Расход электроэнергии на производство газа, $\text{квт} \cdot \text{ч} / \text{тыс.} \text{м}^3$	—	109,3	105,5	104,5	132,1	91,7	84,3	75,5	72,2
Себестоимость газа, руб./тыс. м^3	184,7	66,6	62,9	59,5	67,6	55,2	47,4	37,2	39,2

станций ПГУ на электростанциях. При таком использовании газа народнохозяйственная эффективность подземной газификации устанавливается при сравнении ее показателей с соответствующими показателями по добыче угля.

Таблица 2

Наименование предприятий	Себестоимость мегакалории газа, руб.		
	Производство	Транспорт	Итого
Шекинский газовый завод	171,17	11,63	182,80
Московский газовый завод	63,31	—	63,31
Газосланцевый завод	57,10	6,48	63,58
Сланцекомбинат (Кохтла-Ярве)	40,90	6,03	46,93
Газ ПГУ	40,2	14,5	54,7

Сравнение показателей ведется франко-котел потребителя, так как использование газа и угля по их физической природе не одинаковы. Газ может быть использован в котельных потребителя в натуральном виде и по трубопроводу подан к котлу, а сжигание угля требует большой затраты труда и средств на его доставку, подготовку к сжиганию и на удаление золы и шлака после сжигания.

Сравнение ведется по трем важнейшим экономическим показателям: производительности труда, себестоимости и капиталовложениям. Наряду с этим важно учесть использование запасов угля в недрах и энергетические затраты на процесс производства газа и добычу угля.

Для сравнения нами взят опыт работы Подмосковной станции. Но при этом следует учитывать, что развитие станции из опытного предприятия наложило свои отпечатки на ее показатели, о чем будет сказано ниже.

Отрицательно сказываются на экономических показателях Подмосковной станции так же, как и в других отраслях промышленности, и ее небольшие размеры. Это подтверждается и многолетним опытом угольной промышленности, где, например, производительность труда на крупных шахтах вдвое выше, чем на мелких, а себестоимость угля почти в два раза ниже.

Поэтому показатели Подмосковной станции не могут полностью характеризовать экономическую

эффективность процесса подземной газификации бурых углей Подмосковного бассейна.

Для оценки экономики процесса ПГУ в целом были использованы также проектные показатели и предпроектные расчеты на строительство крупных промышленных станций «Подземгаз» Шатской, Ангренской, Грызловской и др., в которых учтены последние достижения в технологии ПГУ и предусмотрена организация процесса на современном уровне развития техники.

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА

На Подмосковной станции «Подземгаз» в 1956 г. среднемесячная производительность труда одного трудящегося в пересчете на условное топливо составила 10 т. Среднемесячная производительность труда одного трудящегося на шахтах Мосбасса, примерно аналогичной мощности (600 т угля в сутки), составляет 8,6 т условного топлива.

Если же учесть дополнительную затрату труда на транспортировку и сжигание газа и угля в топках котлов у потребителя, то среднемесячная производительность труда по газу составит 9,58 т, а по углю — 7,8 т условного топлива.

Таким образом, производительность труда на Подмосковной станции, даже при особенностях ее развития из опытного предприятия, на 15—20% выше производительности труда при шахтной добыче угля. В I кв. 1956 г., когда Подмосковная станция работала на полную производственную мощность, производительность труда была выше, чем при шахтной добыче на 64%.

Следует учесть, что двукратное расширение Подмосковной станции привело к тому, что станция имеет несколько мелких цехов одного профиля с малопроизводительным мелким оборудованием, что требует большего производственного персонала.

Так, например, в воздухоудном цехе имеется 9 компрессоров разных типов и небольшой кислородный блок. Штат его состоит из 42 человек. Можно иметь более мощные машины и сократить штат цеха примерно вдвое. На станции имеется 2 электроподстанции и 2 котельные. Если бы станция строилась как промышленная, то можно было бы иметь по одному такому цеху со значительно меньшим штатом обслуживающего персонала.

Учитывая, что подземная газификация углей является новым процессом, Подмосковная станция содержит значительное количество персонала для ведения детального контроля за процессом газификации и для подготовки работников для строящихся станций «Подземгаз». В частности, станция содержит цех по контролю за производством со штатом в 19 человек и в газогенераторном цехе 13 операторов по анализу газа, всего 32 человека, в то время как нормально нужно было бы содержать ОТК в 5—7 человек.

Все указанные недостатки были учтены при составлении технико-экономического обоснования на строительство крупных промышленных станций «Подземгаз» и, в частности, Грызловской станции

«Подземгаз» в Подмосковном бассейне в горногеологических условиях, близких к Ново-Басовскому месторождению, на котором ведет работы Подмосковная станция «Подземгаз». Хотя станция намечалась в 7,5 раза крупнее Подмосковной, для ее обслуживания по предпроектному расчету оказалось возможным ограничиться штатом в 500 человек. Поэтому среднемесячная производительность труда на 1 трудящегося по этой станции исчислена в 3 раза выше, чем по шахтам, запроектированным на этом месторождении.

Подземная газификация является такой отраслью промышленности, где открываются большие возможности автоматизации производственных процессов, что значительно повысит производительность труда на станциях «Подземгаз». Уже в настоящее время имеются все условия для автоматизации управления поверхностными сооружениями и коммуникациями.

Подземная газификация углей может являться примером, где уже в настоящее время в некоторой степени начинает стираться грань между физическим и умственным трудом. По мере автоматизации управления процессом ПГУ замена физического труда умственным будет возрастать, а вместе с тем в кратной степени будет расти и производительность труда.

СЕБЕСТОИМОСТЬ

Себестоимость товарного газа на Подмосковной станции «Подземгаз» (в целом за 1956 г.) составила 39,16 руб. за нм^3 , в том числе производство газа — 28,91 руб. и транспортировка — 10,25 руб./тыс. нм^3 , в I кв. она составляла 33,57 руб./тыс. нм^3 (в том числе 25,29 руб. — производство и 8,28 руб. транспортировка газа).

Себестоимость добычи подмосковского угля на шахтах производственной мощностью до 600 т угля в сутки равна 80 руб./т.

Себестоимость газа и угля в пересчете на условное топливо характеризуется цифрами, приведенными в табл. 3.

Таблица 3

Наименование показателей	Уголь	Газ	Газ в % к угляю
Фактическая себестоимость угля и газа франко-предприятие: ст. «Подземгаз» или шахта (1956 г.), т усл. топл.	233	280,5	120
То же, за I кв. 1956 г., т усл. топл.	239	231	96,5
Фактическая себестоимость угля и газа франко-котел потребителя (1956 г.), т усл. топл.	302	380	126
То же, за I кв. 1956 г., т усл. топл.	304	306	101

Из приведенных данных следует, что при работе станции на полную производственную мощность себестоимость газа и угля совпадают.

Весной 1956 г., когда Подмосковная станция работала на уровне проектной мощности, ВНИИПодземгазом совместно с основными потребителями газа — заводами п/я 86 и 95 был рассмотрен вопрос экономической эффективности использования газа Подмосковной станции «Подземгаз» вместо подмосковского угля в котельных этих заводов.

Было установлено, что сжигание газа вместо угля при настоящей его отпускной цене в 42,5 руб. за 1000 нм^3 при $Q_p = 800 \text{ ккал/нм}^3$ приводит к росту затрат на топливо примерно на 19—20% и повышает себестоимость пара примерно на 20—30%.

Однако расчет стоимости топлива по оптовой цене не отражает народнохозяйственную эффективность применения отдельных видов топлива — угля и газа. Цена топлива носит конъюнктурный характер.

Эффективность использования газа подземной газификации углей вместо подмосковского бурого угля для народного хозяйства может быть установлена только путем сравнения себестоимости их добычи, транспортировки и подготовки к сжиганию.

В этом случае затраты на топливо при применении газа превысят соответствующие затраты при работе котельных на угле всего лишь на 1,2—6%.

Себестоимость пара, по ученому при работе котлов на газе, на одном заводе несколько ниже, чем при работе на угле, на другом — на 5,0% выше.

Следовательно, даже при современной, относительно высокой себестоимости газа на Подмосковной станции, себестоимость добычи, транспортировки и подготовки к сжиганию угля и газа, а также пара, получаемого на каждом из этих топлив, примерно совпадают.

Анализ работы Подмосковной станции показывает, что на станции имеются значительные резервы снижения себестоимости газа. Проведенный ВНИИПодземгазом в 1955 г. фотохронометраж буровых работ выявил потери до 45% рабочего времени буровых бригад, затрачиваемого на выполнение непроизводительной работы (аварии, ремонт, осложнения и т. д.), а также на простой.

За счет уменьшения простоев, улучшения снабжения, работы транспорта и глиноузла, ускорения проходки и, наконец, за счет уменьшения времени на непроизводительные работы себестоимость бурения в ближайшее время может быть снижена примерно на 30% (до 134 руб.) на 1 пог. м скважин, или на 1,65 руб. на 1000 нм^3 газа. Замена применяемых частично для обсадки нестандартных 9—10-миллиметровых труб на 8-миллиметровые также даст экономию в 0,28 руб. на 1000 нм^3 газа.

Освоение электрического метода сбояки скважин при переходе на более совершенные электроустановки даст экономию в 0,86 руб. на 1000 нм^3 газа.

Большие резервы снижения себестоимости заложены в транспортировке газа. В настоящее время газ транспортируется на расстояние 8—9 км за счет его дополнительного сжатия газодувками. На это, а также на амортизацию газопровода затрачивается 10,25 руб. на 1000 нм^3 газа. Расчет показывает, что если организовать транспортировку газа на это расстояние за счет собственного давления в газогенераторе, затраты на транспортировку газа могут быть доведены до 0,71 руб./тыс. нм^3 газа. В настоящее время нет смысла переключать газопровод и закрывать газодувный цех, но использование полной рабочей мощности газодувок при доведении производительности станции до проектной даст возможность уменьшить затраты примерно на 1,6 руб. на 1000 нм^3 газа.

Большое значение для снижения себестоимости газа будет иметь освоение разработанной ВНИИПодземгазом новой схемы газификации угля с преимущественным выгазовыванием в сторону целика и термической подготовкой пласта.

Применение этой схемы даст возможность практически полностью выгазовать промышленные запасы угля и повысить теплотворность газа. По предварительным технико-экономическим расчетам ВНИИПодземгаза применение этой схемы позволит снизить себестоимость газа на 4,50 руб./тыс. нм^3 .

Таким образом, уже в ближайшее время себестоимость газа Подмосковной станции может быть снижена примерно на 8—9 руб. на 1000 нм^3 , или на 19—20 руб. в пересчете на тонну подмосковского угля. В результате стоимость топлива для заводов при работе на газе станет на 18—20 %, а себестоимость пара — на 16—23 % ниже, чем при работе на угле. Применение газа на заводах-потребителях станет значительно эффективнее угля.

В расчетах себестоимости пара при работе котлов на угле и газе нами не учитывается возможность повышения к. п. д. котлов при работе на газе, ибо в современных условиях к. п. д. и съем пара при работе на угле и газе в котельных рассматриваемых заводов примерно одинаковы. Но следует учесть, что топки котлов при переводе на газ не переоборудовались, а были лишь приспособлены к сжиганию газа за счет установки горелок с боковой стороны.

В 1949 г. на Тульском заводе п/я 95 был испытан метод беспламенного сжигания газа по схеме, разработанной Энергетическим институтом АН СССР, и установлено, что работа котла на газе ПГУ теплотворностью 750—800 ккал/нм^3 характеризуется коэффициентом полезного действия 73 %. Фактический же суммарный к. п. д. котельной данного завода в 1956 г. при работе на угле составлял 66 %. Таким образом, при рациональном сжигании газа 1 калория газа ПГУ заменяет 1,1 калорию подмосковского угля, это дает возможность снизить затраты топлива при получении пара и является дополнительным источником снижения себестоимости пара.

При составлении предпроектных расчетов на строительство крупных промышленных станций «Подземгаз», в 7—10 раз превышающих по мощности Подмосковную станцию (Грызловская, С. Агеевская, Труфаново-Воскресенская и др.), строительство и эксплуатация их намечены на более рациональной основе.

Намечено бесперебойное использование в течение всего года вырабатываемого газа, более рациональная организация буровых работ и переход на электрическую сбойку скважин. Кроме того, в расчетах на строительство крупных станций намечена установка более мощных и эффективных воздухоподогревателей, строительство зданий и сооружений в соответствии с запроектированной мощностью станций и, наконец, переход на новую схему газификации угля, разработанную ВНИИПодземгазом.

В результате себестоимость 1000 нм^3 газа на промышленной станции «Подземгаз» может быть доведена: по производству газа до 6,29 руб./тыс. нм^3 и транспортировке — до 0,71 руб./тыс. нм^3 в пересчете на условное топливо себестоимость производ-

ства газа промышленной станции (Франко-станция) составит

$$\frac{6,29 \cdot 7000}{840} = 52,5 \text{ руб./т условного топлива;}$$

себестоимость газа промышленной станции (Франко-потребитель) составит

$$\frac{7,0 \cdot 7000}{840} = 58,4 \text{ руб./т условного топлива.}$$

Сравнение показателей проектов крупных станций «Подземгаз» с себестоимостью добычи угля по проектам на строительство шахт на этих участках и с фактическими данными по комбинату Тулауголь за 1956 г. приводится в табл. 4.

Таблица 4

Наименование показателей	Уголь	Газ	Газ в % к углю
Расчетная себестоимость угля и газа на промышленных станциях «Подземгаз» и шахтах, т усл. топл.:			
Франко предприятие-производитель	130	52,5	40,4
Франко-топка потребителя	163,5	58,4	35,7
Расчет в сравнении с фактической себестоимостью угля на шахтах комбината Тулауголь в 1956 г., т усл. топл.:			
Франко предприятие-производитель	184	52,5	28,5
Франко-топка потребителя	253	58,4	23,0

КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ

Ввиду особенностей строительства Подмосковной станции «Подземгаз» капиталовложения в ее строительство не характерны, поэтому их нельзя закладывать в основу расчетов при составлении проектов на строительство новых станций «Подземгаз».

Расчеты показывают, что, как правило, строительство станций «Подземгаз» на бурых углях обходится дешевле шахт.

Капиталовложения в строительство Шатской станции «Подземгаз» составляют 665 руб./т годовой добычи в пересчете на условное топливо, а капиталовложения в строительство шахты аналогичной мощности — 750 руб./т годовой добычи в условном топливе.

Согласно составленному расчету капиталовложения в Грызловскую станцию «Подземгаз» составляют 472 руб./т годовой добычи в пересчете на условное топливо. Средние капиталовложения по проектам шахт № 2, 3, 4 и 5, закладываемых на этом месте, составляют 576 руб./т годовой добычи в условном топливе.

Согласно составленному расчету капиталовложения в Северо-Агеевскую станцию «Подземгаз» составляют 440 руб./т годовой добычи в условном топливе. Капиталовложения по проекту шахты № 1 на Северо-Агеевском месторождении составляют 805 руб./т годовой добычи в условном топливе.

Аналогичные данные получаются по строительству станций «Подземгаз» на Труфаново-Воскресенском месторождении в Подмосковном бассейне и Джаныспайском в Казахстане.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЯ В НЕДРАХ

Процесс подземной газификации угля, как и всякий процесс превращения в современных установках одного вида энергии в другой, сопровождается потерей части тепла. В наземных газогенераторах эти потери достигают 23—30% и химический к.п.д. процесса газификации обычно составляет 70—77%.

В подземных газогенераторах теоретически нельзя ожидать более высокого химического к.п.д., чем в наземных газогенераторах, но там имеются также и другие потери в виде утечек дутья и газа. По имеющимся расчетам эти потери могут быть доведены до 10—15%, или в пересчете на уголь до 7—8%.

Таким образом, при полной газификации запасов угля в недрах, при подземной газификации можно выдать на поверхность в виде газа $(100 - 7,5) \times 0,75 = 69\%$ запасов угля.

При шахтной добыче по данным Центрогипрошахта¹ по 31 шахте Подмосковного бассейна мощностью 200 тыс. т в год и выше, отработавшей свои запасы с 1944 по 1954 гг., промышленные запасы угля были использованы на 66%.

По тем же данным промышленные запасы более мелких 15 шахт мощностью 50—100 тыс. т в год, отработавших запасы в течение 1950—1954 гг., были использованы на 63%.

В среднем использование промышленных запасов по указанным 46 отработавшим шахтам равно 65,7%, а потери угля в недрах — 34,3%.

При подземной газификации углей Подмосковная станция «Подземгаз» в 1956 г. потеряла угля в недрах от недожога 25% и от утечек газа 35,8%², что в пересчете на уголь составляет $35,8 \times 0,75 = 26,8\%$. Общие потери угля в недрах составляли 51,8%; коэффициент использования недр — 48,2%. С учетом химического к.п.д., который в 1956 г. составил 62,8%, использование запасов угля в недрах на Подмосковной станции «Подземгаз» составило $48,2 \times 62,8 = 30,3\%$.

Освоение разработанной ВНИИПодземгазом новой схемы газификации угля с преимущественным выгазовыванием угля в сторону целика и термической подготовкой пласта даст возможность устранить потери угля от недожога. При сохранении такого же размера утечек газа, как на Подмосковной станции, коэффициент использования угля недр повысится до $73 \times 0,74 = 54\%$.

Следовательно, при освоении новой схемы газификации использование тепла угля недр при подземной газификации хотя и будет на 17% ниже, чем при шахтной добыче, однако при этом остаются значительные неиспользованные резервы.

Использование запасов угля в недрах может быть повышено до теоретической величины 69% за счет снижения утечек газа в подземном газогенераторе и за счет газификации непромышленных запасов угля.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЗАТРАТЫ НА ПРОИЗВОДСТВО ГАЗА И УГЛЯ, ТРАНСПОРТИРОВКУ И СЖИГАНИЕ

На производство газа методом подземной газификации на Подмосковной станции расходуется 65,4 кВт-ч электроэнергии на каждые 1000 м³ газа, что при расходе условного топлива на 1 кВт-ч в размере 0,443 кг¹ составит $65,4 \text{ кВт-ч} \times 0,443 \text{ кг усл. топл./кВт-ч} \times 7000 \text{ ккал/кг} = 20\,310^3 \text{ ккал тепла}$, или 27,3% от тепла выработанного газа. Кроме того, Подмосковная станция затрачивает 31,6 кВт-ч электроэнергии, или 13,5% от тепла газа на его транспортировку к потребителю.

Таким образом, Подмосковная станция «Подземгаз» в самом процессе газификации потребляет 27% тепла и, если бы газ потреблялся на месте, можно было бы 74% вырабатываемого тепла передать в народное хозяйство.

Из-за несовершенства условий транспортировки газа на Подмосковной станции потребитель получает только 60% тепла вместо 74%.

Подсчеты по крупным промышленным станциям, и в частности подсчеты Гипроподземгаза по Грызовской станции «Подземгаз», показывают, что для производства и транспортировки газа на расстояние 10—12 км на 1000 м³ валового газа при температуре 20° требуется 16,5 кВт-ч электроэнергии и 116 м³ газа. В пересчете на электроэнергию это составляет 48,5 кВт-ч, или $150,5 \cdot 10^3 \text{ ккал}$ тепла, 18% от тепла газа (16% — на производство и 2% — на транспортировку газа).

На добычу 1 т подмосковного угля шахтным способом затрачивается 12,07 кВт-ч электроэнергии; на транспортировку 1 т угля по железной дороге на расстояние до 50 км, подготовку его к сжиганию в котлах и золоудаление — еще 45,5 кВт-ч электроэнергии. Всего на производство, транспортировку и подготовку угля к сжиганию необходимо затратить 57,57 кВт-ч электроэнергии. Общая затрата тепла на добычу угля, его транспортировку и подготовку к сжиганию составляет 6,8% от тепла добытого угля.

Помимо экономической эффективности вопрос применения газа вместо твердого топлива имеет ряд технических, эксплуатационных и социальных преимуществ.

Как отмечают потребители газа Подмосковной станции «Подземгаз», процесс горения на газе регулируется гораздо лучше, чем на твердом топливе, обслуживание котлов на газе легче.

Применение газа ПГУ Подмосковной станции Тульским резиновым заводом для получения пара, используемого в процессе вулканизации резины, позволило достигнуть постоянства температуры и давления пара, а следовательно, постоянства технологических режимов, что привело к уменьшению брака.

С переходом работы котельной на сжигание газа отпадает все устройство по топливоподготовке и топливоподаче, а следовательно, тяжелый труд грузчиков угля и зольщиков, уменьшается территория заводов-потребителей и создаются неограниченные возможности автоматизации топочных процессов.

¹ Проектные и фактические сроки службы шахт Подмосковного бассейна. Центрогипрошахта, 1955.

² Подсчет потерь угля и газа сделан по методологии, действующей в системе подземной газификации углей.

¹ По данным Мосэнерго за 1955 г.

Так, на заводах п/я 86 и 95 — основных потребителей газа Подмосковной станции «Подземгаз» при полном переводе котлов на газ штат котельной можно было бы сократить на 55 человек (43%), которые в настоящее время заняты на выгрузке угля, подготовке его к сжиганию и золоудалению.

По расчетам Ленинградского отделения Теплоэнергoproекта с переходом на газ ПГУ численность персонала электростанции мощностью 1,2 млн. квт уменьшается с 715 человек при работе на угле шахтной добычи и 745 чел. при работе на угле карьерной добычи до 255 чел., то есть почти в три раза.

С переходом работы котельной на сжигание газа, как отмечают потребители, резко улучшаются санитарные условия котельной, территории завода и культура производства.

Кроме того, при переводе котельных промышленных предприятий на газ высвобождается железнодорожный транспорт и автотранспорт, занятый на перевозках угля и золы, устраняется засорение золой и газами прилегающих к заводам районов города.

Наконец, важнейшим социальным преимуществом применения газа ПГУ является освобождение человека от тяжелого, изнурительного и опасного подземного труда шахтера.

Проблема подземной газификации в Советском Союзе, несмотря на наличие еще ряда недостатков и нерешенных вопросов на первой стадии, решена, и имеются все основания для строительства крупных промышленных станций «Подземгаз».

Технико-экономические показатели небольшого предприятия — Подмосковной станции «Подземгаз» по производительности труда и себестоимости даже при настоящем уровне техники подземной газификации углей не отстают от шахтной добычи угля в Подмосковном угольном бассейне.

Технико-экономические показатели запроектированных крупных промышленных станций в Подмосковном бассейне и Казахстане и данные проекта строящейся Ангренской промышленной станции «Подземгаз» показывают, что по производительности труда и себестоимости подземная газификация угля значительно эффективнее не только шахтной добычи, но в некоторых горногеологических условиях она вполне может конкурировать с карьерной добычей угля, и даже с тем преимуществом, что при этом осваиваются более глубоко залегающие и менее мощные пласты угля.

Ангренский уголь как сырье для подземной газификации

Г. П. ЗЫБАЛОВА

ВНИИПодземгаз

АНГРЕНСКОЕ месторождение бурого угля было открыто в 1933 г. Детальная разведка его началась в 1940 г. Месторождение является одним из самых крупных в Средней Азии. Мощность угольного пласта Ангренского бурогоугольного месторождения достигает в Северо-Восточной части 60 м. В месте расположения строящейся на месторождении станции «Подземгаз» мощность пласта угля колеблется от 3 до 20 м.

В настоящее время еще нет опыта по подземной газификации бурых углей мощностью более 4 м. Опыты по газификации ангренского угля в наземных газогенераторах проводились институтом ВНИИП в Гиршфельде в 1949 г. [1]. Процесс газификации велся на паро-кислородном дутье под давлением около 20 атм. Проведенные опыты показали техническую осуществимость процесса. Но процесс шел с худшими по сравнению с другими углями показателями по причине малого выхода смолы из ангренских углей (получалось пониженное содержание метана в газе), термической и механической непрочности этих углей и легкоплавкости золы.

Большие затруднения при проведении опытов представляла подготовка угля к газификации.

Оптимальные показатели газификации получались на фракции ангренского угля от 5 до 15 мм, пред-

варительно подсушенного до влажности от 16,7 до 26,5%. При влажности угля 33—35% получался газ пониженной теплотворности; уголь при загрузке слипался и плохо сходил в газогенератор. Во время сушки угля в газогенераторе образовывалось много пыли и мелочи, которые создавали повышенное гидравлическое сопротивление слоя и препятствовали равномерному распределению газового потока по сечению газогенератора. Поэтому оказалось выгоднее до загрузки угля в газогенератор частично его подсушивать, а образовавшуюся при этом мелочь отсеивать.

Отход мелочи при углеподготовке составлял: в исходном угле — 12%; получено при дроблении — 13,4%; получено при сушке — 26,1%. Всего получено мелочи от исходного угля 51,5%.

Особенностью процесса газификации ангренского угля в слое является неоднородность получающихся шлаков по содержанию недожога. Очевидно, дутье неравномерно распределяется в шлаковой подушке из-за паличия в шлаках большого количества угольной пыли и легкоплавкости золы.

В 1952 г. проводились испытания ангренского угля в газогенераторе ГИАПа в «кипящем слое». Процесс газификации легко регулировался и протекал непрерывно без шлакования.

Таблица 1

Целики угля	Технический анализ, %				Состав горючей массы, %			
	$W_{\text{общ}}$	A^c	$S_{\text{общ}}^c$	V^r	C^r	H^r	N^r	$O^r + S^r$
Ангренский, опыт 6	33,18	8,31	1,01	32,12	82,67	3,87	0,95	12,49
опыты 11, 8	36,80	8,98	0,78	30,09	82,32	3,38	0,65	13,65
" 1, 2, 3, 9	33,76	8,10	0,92	32,14	84,29	3,40	0,91	11,40
" 16, 17, 18, 19	24,5	7,00	0,81	29,5	83,32	4,25		12,43
Подмосковный (средние дан- ные)	30,0	12—27	3,6	48,5	70,00	5,2		24,8

Учитывая малую термическую и механическую прочность рядового ангреноского угля, можно было бы подготавливать его к газификации в слое путем брикетирования. Ф. А. Попутников и М. К. Покровский [3] сопоставили ряд бурых углей по их способности брикетироваться и давать прочные влагостойкие брикеты. По способности брикетироваться ангреноские угли можно поставить вслед за углями Украины и Башкирии, занимающими в этом ряду первое место. Но авторы отмечают, что гигроскопичность ангреноского угля настолько велика, что брикеты, изготовленные из него, быстро теряют механическую прочность и становятся непригодными для хранения. Приведенные выше сведения

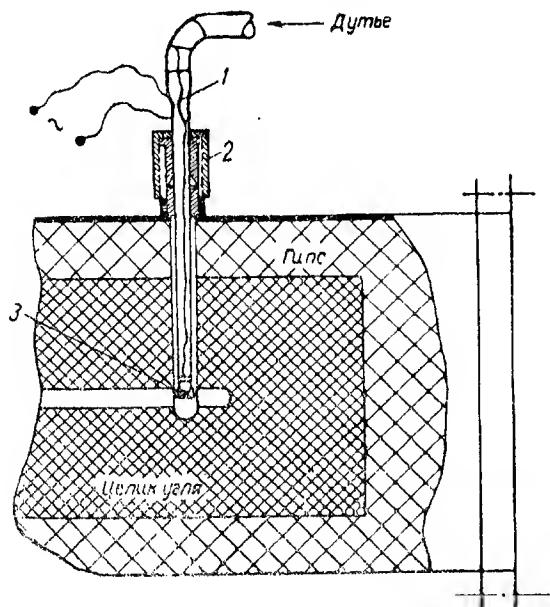


Рис. 1. Схема подачи дутья в целик:

1 — кварцевая трубка; 2 — сальниковое уплотнение; 3 — спираль для розжига

были недостаточны для оценки ангреноского бурого угля как сырья для подземной газификации. Поэтому в 1956 г. в лаборатории № 1 ВНИИПодземгаза были поставлены первые опыты по газификации целиков ангреноского угля на лабораторной установке.

Учитывая, что до того времени опыты по лабораторным испытаниям различных углей носили качественный характер и критериев переноса результатов лабораторных опытов в естественные условия пока не было разработано, полученные данные по газификации целиков ангреноского угля сравнивались с результатами опытов с подмосковным углем, проведенных на такой же установке в 1954 г. [4].

Газификация исследовалась на целиках угля размером $100 \times 100 \times 400$ мм при естественной влажности углей. Технический и элементарный анализы ангреноских и подмосковных углей, подвергавшихся газификации, приведены в табл. 1.

Целики угля помещались в трубчатую модель и уплотнялись там при помощи гипса. По большой оси целика просверливался канал $\varnothing 5$ мм, имитирующий сбоечный канал. Подача дутья производилась перпендикулярно оси канала на расстоянии 75 мм от конца целика. Для подачи дутья на этом расстоянии просверливалось отверстие $\varnothing 7$ мм и в него вставлялась кварцевая трубка, аналогично обсадной колонне, спускаемой в буровую скважину. Розжиг целика угля осуществлялся при помощи электроспираль, вставленной в забой скважины. Провода от спирали подсоединялись через трансформатор к электросети. На рис. 1 показана схема подачи дутья в целик угля и расположение спирали розжига. Для улучшения условий розжига под электроспираль помещались древесные стружки.

Трубчатая модель представляла собой отрезок трубы $\varnothing 150$ мм и длиной 500 мм, разрезанный по длине. С дутьевой стороны модель закрывалась глухой крышкой, так как дутье подводилось через вертикальную «скважину». Вторая сторона модели закрывалась крышкой со штуцером, через который отводился газ из модели. Схема установки приведена на рис. 2.

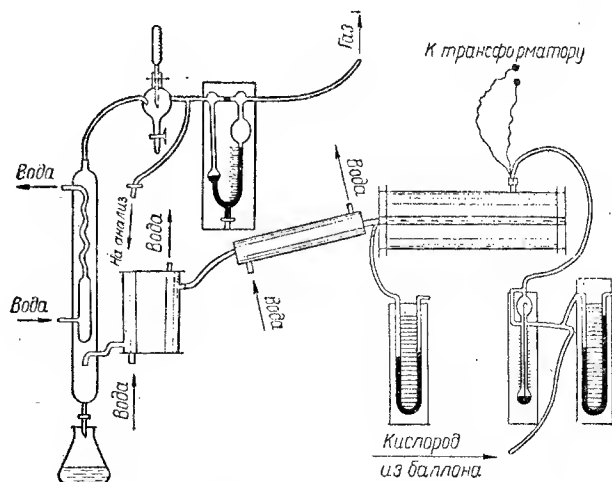


Рис. 2. Схема лабораторной установки

Дутье (кислород) из баллона через редуктор, манометр и реометр подавалось в модель. Полученный газ отводился с другого конца модели, проходил последовательно три холодильника, ловушку конденсата с термометром для измерения температуры газа, реометр и на выходе из системы

сжигался. Из газового потока каждые 10 мин. отбирались пробы газа для химического анализа. Критерием окончания опыта была принята теплотворность получающегося газа в 700 ккал/нм^3 .

Каждый опыт проводился при постоянном расходе дутья. Всего было проведено 22 опыта с расходами дутья от 1 до 13 л/мин.

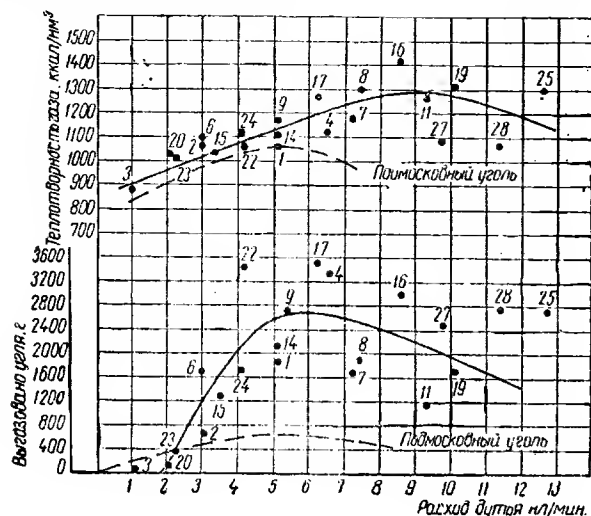


Рис. 3. Графики влияния расхода дутья на количество выгазованного угля и среднюю теплотворность газа при газификации целиков ангреновского и подмосковного углей

Размеры выгазованного пространства в целике угля, вскрытом после опыта, были различными в зависимости от расхода дутья. При расходах дутья 1—3 л/мин выгазованное пространство имело грушевидную форму с максимальным диаметром у дутьевой скважины не больше 40 мм; длина выгазованного пространства была не более 200 мм и на выходе газового потока из целика уголь не расходовался. С увеличением расхода дутья ширина выгазованного пространства увеличивалась, достигая в месте подачи дутья 100 мм, а на выходе газа из целика 40 мм.

Количество выгазованного угля, рассчитанное по составу и количеству полученного газа, зависело от расхода дутья на газификацию. Эта зависимость графически представлена сплошной нижней кривой на рис. 3, а пунктирной линией показана аналогичная зависимость для газификации целиков подмосковного угля. Из сравнения количества выгазованного угля за опыт на ангреновском и подмосковном углях видно, что при аналогичных условиях удалось выгазовать ангреновского угля в 3—4 раза больше, чем подмосковного. На верхних кривых рис. 3 приведена зависимость средней теплотворности газа за опыт от расхода дутья (сплошной линией — для ангреновского угля и пунктирной — для подмосковного). До расходов дутья 5 л/мин теплотворность газа, получаемого на ангреновском угле, была одного порядка или незначительно выше теплотворности газа, получаемого из подмосковного угля. При расходах больше 5 л/мин теплотворность газа, получаемого на подмосковном угле, начинала снижаться, очевидно, за счет того, что зоны газификации не укладывались на длине целика в 400 мм. Теплотворность газа, получаемого при расходах дутья больше 5 л/мин, на ангреновском угле продолжала по-

вышаться до расходов 8—9 л/мин, после чего она также снижалась. Очевидно, зоны газификации при равных расходах дутья на ангреновском угле имели меньшую длину, чем на подмосковном угле.

Процесс газификации целиков угля в лабораторных условиях протекал эффективнее на ангреновском угле, чем на подмосковном. Оптимальный расход дутья при газификации целиков ангреновского угля был порядка 8 л/мин (в среднем выгазовывалось 2400 г угля с теплотворностью газа 1280 ккал/нм^3), в то время как при газификации целиков подмосковного угля того же размера оптимальный расход дутья был 5 л/мин (в среднем выгазовывалось 650 г угля с теплотворностью газа 1075 ккал/нм^3).

Ангреновский уголь отличается от подмосковного меньшей зольностью и другим составом горючей массы. В наших опытах зольность целиков ангреновского угля была порядка 8% на сухую массу, а подмосковных — 12—27% на сухую массу угля. Влажность целиков была одного порядка. Различная зольность целиков угля сказывалась на устойчивости процесса газификации целиков.

Можно предположить, что различие в способности к газификации целиков ангреновских и подмосковных углей объясняется как различной зольностью, так и различием физико-химических свойств горючей массы этих углей. Известно, что ангреновские угли имеют малую термическую прочность. При работе в наземных газогенераторах эти угли дают повышенное сопротивление слоя угля, повышенный процент уноса угольной пыли с газом, а также повышенное содержание углерода в шлаках за счет ухода пыли со шлаками. Свойство ангреновского угля растрескиваться под действием высоких температур угля проявляется, очевидно, и при газификации целиков угля: уголь растрескивается, в трещины проникают газодутьевые потоки и процесс захватывает целик угля «глубже». Возможно, что термоподготовка угля в процессе газификации приводит к образованию большей трещиноватости ангреновских углей, чем подмосковных. Благодаря этому, вероятно, сокращаются длины зон газификации и удается выгазовать больше угля за опыт.

Выяснение причин разного поведения целиков ангреновского и подмосковного углей в процессе газификации представляет большой интерес. Очевидно, целесообразно провести исследования изменений трещиноватости и газопроницаемости целиков ангреновского угля, подмосковного, малозольного и подмосковного многозольного углей в процессе их подсушки и термоподготовки, чтобы выяснить, что является главнейшей причиной разного поведения целиков этих углей: разная зольность их или различия в физико-химических свойствах горючей массы углей.

Проведенные опыты по газификации целиков угля на лабораторной установке позволяют уже сейчас высказать предположение, что процесс подземной газификации ангреновских углей будет протекать, во всяком случае, не хуже, чем подмосковных, что этот процесс следует проводить на расходах дутья в скважину в полтора-два раза больших, чем на подмосковной станции при условии организации процесса с одинаковыми расстояниями между рядами скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Писмен М. К., Газификация ангреноского угля под давлением на паро-кислородном дутье. Отчет ВНИГИ, 1949.
 2. Попутников Ф. А. и Покровский М. П., Брикетирование бурых углей. Углетехиздат, 1950.

3. Нусинов Г. О., Зыбалова Г. П., Хенкина С. А., Исследование изменений в составе газа в зависимости от режима ведения процесса ПГУ на опытном участке № 3, Отчет ВНИИПодземгаза, 1954.

Зарубежный опыт бурения скважин с продувкой забоя воздухом

Р. Е. ЛЕЩИНЕР, В. П. ЮРЧЕНКО

ВНИИПодземгаз

При подземной газификации углей большой удельный вес в трудовых затратах и себестоимости газа занимают буровые работы. На Подмосквонной станции в 1955 и в 1956 гг. затраты на бурение скважин составили около 16% от всех затрат на производство и транспортировку газа, поэтому повышение производительности труда на буровых работах имеет большое значение для снижения себестоимости газа.

Проведенные в 1955 г. фотохронометражные наблюдения за бурением скважин на Подмосквонной станции «Подземгаз» показали, что на отдельных участках на борьбу с поглощением глинистого раствора при бурении одной скважины затрачивается в среднем около 12 часов, что составляет 20—25% всего времени, необходимого для бурения скважин в нормальных условиях, то есть при отсутствии поглощения.

Потеря циркуляции промывочной жидкости вызывает при бурении большие осложнения. Стенки скважины начинают обрушаться, возникает угроза прихвата бурового инструмента и нередко скважина переходит в аварийное состояние.

Поэтому понятно то большое внимание, которое уделяется в настоящее время вопросу изыскания наиболее эффективных способов борьбы с поглощением промывочной жидкости при бурении скважин.

Одним из таких способов при благоприятных горногеологических условиях может явиться способ бурения с применением сжатого воздуха взамен промывочной жидкости. Этот метод бурения широко испытывался за рубежом, особенно в США, в настоящее время миновал стадию опытных работ и широко внедряется в промышленность.

В нефтяных и газовых бассейнах штатов Техас, Нью-Мексико, Оклахома, Мичиган, Пенсильвания, Индиана, 3. Виргиния, Вайоминг и др. с 1951 г. пробурено этим способом более 1000 эксплуатационных и разведывательных скважин [1]. Воздушная промывка используется в основном при бурении скальных пород, а также на участках с большим количеством трещин и каверн, вызывающих сильное поглощение буровой жидкости. На сжатом воздухе успешно бурились скважины в кварцитах, доломитах, известняках, глинах и песчаниках. Считается, что этот метод бурения применим везде, где нет мощных во-

доносных горизонтов и где породы достаточно прочны, чтобы стенки скважин не осыпались.

Глубина скважин, пробуренных на воздухе или газе, в различных районах США колеблется в пределах 800—2000 м, самая глубокая скважина, пробуренная на воздухе, достигла 2970 м.

По данным американской печати, в зависимости от конкретных условий скорость бурения с продувкой сжатым воздухом превышает скорость бурения с глинистым раствором, как правило, в 3—6 раз, а иногда даже больше. Абсолютная величина скорости бурения с воздушной продувкой колеблется от 3,0 до 6,0 м/час, а в наиболее благоприятных условиях (сухие известняки) достигает даже 10—15 м/час, в то время как при бурении с глинистым раствором скорость по известнякам составляет 2,5—3,0 м/час.

Уменьшение износа долот резко увеличивает проходку на долото в среднем в 5—6 раз. В некоторых случаях проходка на одно долото в породах средней твердости достигает примерно 500 м, а в мягких породах даже превышает 1000 м [2].

Объем и давление воздуха, применяемые для продувки забоя, сравнительно невелики. По данным всех исследований, для удовлетворительного выноса выбуренных частиц породы из забоя скважины скорость воздуха на выходе из скважины на поверхность должна быть порядка 900—1000 м/мин (для очень тяжелых пород — несколько больше). Очевидно, что в скважинах разной глубины и различных диаметров для обеспечения такой скорости требуются неодинаковые объем и давление воздуха. Американский опыт бурения скважин на воздухе и газе показывает, что в подавляющем большинстве случаев применяется воздух под давлением от 4 до 20 атм, причем давление увеличивается с глубиной скважины. Для определения необходимого объема воздуха Хартман [3] предлагает следующую эмпирическую формулу:

$$Q = 4,17Av,$$

где Q — объем дутья;

A — площадь поверхности, с которой удаляется выбуренная порода;

v — скорость движения воздушного потока, необходимая для выноса частиц породы на поверхность. Величина v определяется

$$\text{как } 2,56 \sqrt{\frac{dw_s}{w}}$$

где d — размер частиц породы;

w_s — удельный вес породы;

w — удельный вес взвеси породы в воздухе.

В табл. 1 приведены расчетные объемы воздуха для различных диаметров скважин и бурильных труб при бурении до 600 м рекомендуемые Моррисом и Рамсеем [4].

Таблица 1

Диаметр скважин, мм	Внешний диаметр бурильных труб, мм				
	64	90	114	140	168
120	7,2	—	—	—	—
140	10,7	9,1	—	—	—
160	14,4	12,1	8,7	—	—
200	—	23,0	19,2	14,7	—
220	—	33,0	26,0	21,3	—
240	—	—	33,6	29,0	22,6
280	—	—	46,5	42,0	35,6
310	—	—	69,2	55,3	48,8
390	—	—	—	96,1	91,0

Данные табл. 1 показывают, что для бурения с воздухом неглубоких скважин не требуется мощного оборудования. В США при бурении с воздухом применяются обычно передвижные компрессоры производительностью 17—20 м³/мин сжатого воздуха при максимальном давлении 14 атм, причем, если скважина не превышает 300 м глубины, один такой компрессор может полностью обеспечить все потребности в сжатом воздухе. Кроме компрессора с воздухопроводом, на буровой установке должен быть также и обычный грязевой насос для подачи глинистого раствора в том случае, если в скважину начнет поступать такое количество приточных вод, которое не сможет быть отжато воздухом или поднято на поверхность эрлифтом. На головке скважины предва-

Выбуренные частицы породы, смешиваясь с водой, образуют грязь, налипающую на долото и на трубу, что крайне затрудняет работу, а зачастую заставляет совершенно прекращать бурение на воздухе и переходить на воду или на глинистый раствор. В том случае, если приток воды в скважину невелик, можно продолжать бурение, увеличив подачу воздуха, до тех пор, пока вся вода из данного водоносного горизонта не будет поднята на поверхность эрлифтом и скважина не будет осушена. По данным некоторых специалистов [4] преодоление маломощных водоносных горизонтов требует увеличения давления воздуха в 2—3 раза по сравнению с бурением в сухих скважинах. Эрлифтом может быть поднято до 6000 л воды в сутки. В случае небольших притоков (не более 600 л/сут) можно даже не увеличивать давления, а подать в скважину 100—300 л чистой воды, которая промоет забой скважины, после чего можно продолжать бурение на воздухе до следующего водоносного горизонта. В ряде случаев удавалось преодолевать водоносные горизонты, перекрывая их цементом или обсадкой, однако при больших притоках воды в скважину бурение на воздухе невозможно. Иногда в этом случае используют аэрированный (смешанный с воздухом) глинистый раствор, что, как правило, дает определенные преимущества в скорости бурения.

При бурении в сухих породах, когда достигается наивысшая скорость проходки, серьезной проблемой является борьба с пылью, которая засоряет движущиеся части оборудования. В американских установках поступающий из скважины отработанный воздух с породной пылью отводится в сторону от буровой на 50—70 м по специальной трубе.

Несмотря на отмеченные трудности и нерешенные вопросы, продувка забоя воздухом рассматривается за рубежом как весьма перспективный метод снижения затрат труда, времени и средств на проведение буровых работ.

В табл. 2 приводятся сведения из статьи Брантли [6] о некоторых статистических данных, полученных при разных способах бурения.

Таблица 2

Место проведения работ	Буровая промывка	Пробуренный интервал, м от поверхности	Число использованных долот, шт.	Чистое время бурения, час.	Скорость бурения, м/час
Округ Ли, Нью-Мексико, месторождение Або	Глинист. раствор Воздух	940—1365 935—1360	12 2	231,5 56,25	1,84 7,58
Округ Ли, Нью-Мексико, месторождение Скэгс	Глинист. раствор Воздух	810—1308 828—1320	11 7	151 100	3,20 4,92
Округ Ли, Нью-Мексико, месторождение Таунсенд	Глинист. раствор Воздух	1410—1742 1423—1755	10 3	84,5 65,5	3,93 6,60

рительно устанавливается вращающийся противовыбросовый превентер.

Основные трудности в процессе бурения скважины с продувкой забоя сжатым воздухом или газом возникают в связи с проникновением воды в скважину.

проложенных для технологических целей.

Бурение с воздухом только начинает применяться и поэтому требуется проведение большой исследовательской работы, прежде чем этот метод будет широко внедрен в производство.

Наряду с увеличением скорости бурения и повышением производительности труда при использовании сжатого воздуха появляется возможность бурить скважины в зонах сдвижения пород, на участках, где произошли обрушения с образованием больших трещин и пустот.

Еще одним преимуществом бурения скважин с продувкой забоя воздухом в условиях ПГУ является возможность использования почти без дополнительных затрат имеющихся на всех станциях «Подземгаз» стационарных воздушных компрессоров и коммуникаций,

ЛИТЕРАТУРА

1. Мур, Лафэйв. Бурение с воздухом и газом. "Journal of Petroleum Technology", февраль 1956.
2. Нельсон, Моррис. Бурить с воздухом быстрее и дешевле. "Oil and Gas Journal", 16 января 1956.
3. Хартман. Является ли бурение со сжатым воздухом более выгодным?

4. "Engineering and mining Journal", июнь 1955.
5. Моррис, Рамсей. Давление и объем воздуха, необходимые для бурения без глинистого раствора. "World Oil", декабрь 1956.
6. Мак-Ги. Где бурить с промывкой забоя воздухом? "Oil and Gas Journal", 9 января 1956, т. 54, № 36.
7. Брантли. Как успешно использовать воздушное бурение. "Oil and Gas Journal", 9 января 1956, т. 54, № 36.

Новости подземной газификации за рубежом

Англия. По сообщениям печати [1] в декабре 1956 г. начато проектирование первой опытно-промышленной станции подземной газификации угля в Англии. Станция мощностью 5000 квт будет сооружена к концу 1958 г. в Ньюмен-Спинни, производимый газ предполагается потреблять на электростанции, строящейся в непосредственной близости от месторождения. Если эксплуатация опытно-промышленной станции даст хорошие результаты, будет начато проектирование первой промышленной станции мощностью 60 тыс. квт. Опытнo-промышленная станция проектируется с шахтной подготовкой подземных газогенераторов путем проходки вертикальных стволов и параллельных штреков по пласту, соединяемых горизонтальными скважинами. Все работы по проектированию и строительству станций подземной газификации в Англии переданы в виде подряда компании «Хэмфрис энд Глазгоу, Лтд.», занимающей ведущее место в производстве газового оборудования. В связи с тем, что фирма организовала у себя отдел подземной газификации, количество специалистов, занятых работами в этой области в Англии, значительно возросло и продолжает увеличиваться.

Соединенные Штаты Америки. В середине июля 1956 г.

в США вышел отчет Горного Бюро США о работах в области синтеза искусственного жидкого топлива, проведенных в 1955 г. [2]. Как явствует из сообщений печати [3], в конце отчета приводятся данные о работах в области подземной газификации в Горгасе. Указывается на успешное развитие работ по подготовке подземных газогенераторов бесшахтным способом с помощью гидравлического разрыва пласта. Проницаемость пласта при использовании этого метода возрастает примерно в 100 раз. В феврале 1955 г. был произведен розжиг подземного газогенератора, подготовленного таким путем в Горгасе, после чего горючий газ теплотворностью до 1130 ккал/м³ получался в течение четырех месяцев.

ЛИТЕРАТУРА

1. "Gas World", 29 декабря 1957 г.
2. "Gas Journal", 25 декабря 1956 г.
3. Synthetic liquid fuels. Annual report U. S. Bureau of Mines for 1955. Part I. Washington, 1956, 42 pp.
4. "Petroleum Times", 7 декабря 1956 г.
5. "Fuel Abstracts", январь 1957 г., стр. 115.

Критика и библиография

О монографии канд. техн. наук В. А. Спейшера и инж. В. И. Андреева «Сжигание газа подземной газификации в горелках предварительного смешения». Издательство Академии наук СССР, 1956 г.

Книга является ценной монографией, содержащей не только теоретические положения, но и обширный материал исследований процесса горения различных газов (главным образом газа подземной газификации) в лабораторных, полупроизводственных и производственных условиях.

Первая глава посвящена в основном работам по применению горелок предварительного смешения (так называемых беспламенных) для сжигания газа подземной газификации угля.

После очень краткого описания сущности подземной газификации авторы сосредотачивают внимание читателя на физической картине протекания процесса горения в горелках туннельного типа и на основных закономерностях, управляющих этим процессом. Основываясь на результатах весьма тщательно проведенных В. Н. Иевлевым исследований концентрационных полей в действующих туннельных горелках, авторы книги дают очень четкое представление о факторах, от которых зависит длина факела. Кроме того, приводятся соображения о возможных путях укорочения факела или, что то же самое, интенсификации горения. В результате этого анализа делается однозначный вывод о том, что функция огнеупорного туннеля сводится в основном к стабилизации пламени, то есть к предотвращению отрыва пламени от выходного сечения смесителя, которое авторы называют кратером горелки. Далее речь идет о природе стабилизации пламени в туннельной горелке, которая, по наблюдению

авторов, находится в зависимости от горючих свойств сжигаемой смеси, а также от геометрических факторов (размеров и конфигурации туннеля).

После анализа сущности процесса горения в туннельной горелке описываются полупромышленные испытания горелок предварительного смешения, проведенные на газе подземной газификации В. А. Спейшером. Результаты этих испытаний были успешно внедрены на ряде предприятий, снабжаемых газом ПГУ Подмосковной станцией «Подземгаз».

Очень важно указание авторов о том, что, варьируя в известных пределах калибр горелок, их число и давление газа перед горелками, можно выбирать газогорелочные устройства в зависимости от условий их использования (от располагаемого давления газа, от габаритов и месторасположения топок и т. п.).

Следует отметить, что в целях увеличения производительности горелок и перехода на работу со сниженным давлением газа подземной газификации в последнее время на ряде заводов были предприняты попытки использовать горелки с диаметром кратера около 500 мм, разработанные ВНИИМТ для ежигания доменного газа. Однако в отличие от работ, проведенных авторами книги совместно с производственниками, эти попытки в ряде случаев не удались, так как при совместной работе нескольких горелок в топках котлов возникала пульсация горения, причину которой до его времени не удалось выяснить. Следовательно, вопрос ежигания газа подземной газификации в топках паровых котлов мощностью более 10 т/час находится в стадии технического разрешения.

Вторая глава книги посвящена исследованиям эффективности работы горелок предварительного смешения с целью

разработки конструкции горелки для сжигания больших количеств газа подземной газификации.

Установлено, что крупнокалиберные туннельные горелки предварительного смешения могут сжигать низкокалорийный газ подземной газификации на форсированных режимах не хуже обычных так называемых пламенных горелок. Тепловое напряжение на сечение кратера туннельной горелки при сжигании газа теплотворностью $800 \text{ ккал/м}^3\text{час}$ было доведено до $180 \text{ млн. ккал/м}^2\text{час}$, а на сечение туннеля — до $30 \text{ млн. ккал/м}^2\text{час}$. К сожалению, исследователям не удалось провести аналогичные опыты на газе пониженной теплотворности (порядка $700 \text{ мл}^3/\text{час}$) и таким образом установить характеристику работы туннельных горелок в периоды, когда по техническим причинам происходит временное ухудшение качества газа.

Нельзя, однако, согласиться с утверждением авторов относительно того, что полученные данные позволяют пересмотреть вопрос о предельном тепловом напряжении на кратер туннельной горелки в сторону его повышения сверх достигнутых на практике значений порядка $50—85 \text{ млн. ккал/м}^2\text{час}$. По нашему мнению, эти полученные предельные значения форсировок характеризуют лишь некоторый запас в отношении устойчивой работы на обычных нагрузках горелок. Повышению нагрузок, по-видимому, будет препятствовать необходимость увеличения давления смеси перед кратерами до $100—300 \text{ мм вод. ст.}$ Возможно, однако, что эти данные удастся использовать при сжигании газов, подаваемых к горелкам под большим давлением. В частности, по-видимому, так дело будет обстоит с доменным газом в связи с переводом доменных печей на работу при повышенном давлении.

Наибольший интерес представляют, по нашему мнению, результаты опытов, которые провели В. А. Спейшер и В. И. Андреев на Подмосковной станции «Подземгаз». На базе этих опытных данных были выявлены условия, необходимые для образования дополнительного фронта воспламенения, что позволило разработать горелку конструкции

ЭНИН-МОЦКТИ. Горелка представляет собой довольно удачное сочетание интенсивно действующего смесителя с интенсивно действующим сжигательным устройством, состоящим из расширенного туннеля и тела плохо обтекаемой формы, которое стабилизирует дополнительный фронт воспламенения. Судя по последним данным ЭНИНа, испытания крупнолабораторной модели такой горелки дали хорошие результаты, но, конечно, окончательно в жизненности предложенной конструкции можно будет убедиться только после испытаний, которые намечено провести в 1957 г. на опытно-промышленном стенде.

Таким образом, в монографии впервые затронут и частично решен ряд серьезных вопросов теории и практики сжигания газа подземной газификации в горелках предварительного смешения. Поскольку авторы продолжают работу в этой области, то им можно высказать ряд пожеланий. В первую очередь, следует отметить важность разработки горелок большой мощности, обеспечивающих полноту горения при минимальных избытке воздуха, габаритах и гидравлическом сопротивлении. Весьма желательно также, чтобы в последующих своих работах авторы внесли большую ясность в вопросы влияния размеров туннельных горелок на устойчивость горения в них, измерения нормальной скорости распространения пламени в смесях газа подземной газификации с воздухом и пр.

В заключение следует отметить, что книга включает в себя значительное количество ценного фактического материала и дает практикам полезные советы и указания. Особенно подробно описана методика лабораторных экспериментов и ползаводских исследований.

Книга может быть рекомендована инженерно-техническим и научным работникам в качестве пособия при решении многих вопросов экспериментирования в области использования низкалорийных газов.

Докт. техн. наук проф. Н. В. ЛАВРОВ

ОГЛАВЛЕНИЕ

	<i>Стр.</i>
<i>В. И. ЛЕНИН.</i> Одна из великих побед техники	1
<i>В. А. МАТВЕЕВ.</i> Итоги работ и дальнейшие задачи в области подземной газификации углей	3
<i>Е. Д. КУЛИШ.</i> Промышленная эксплуатация Подмосковной станции „Подземгаз“	27
<i>О. В. КРУГЛОВ.</i> Итоги работы Лисичанской станции „Подземгаз“ за период 1954—1956 гг.	31
<i>М. К. РЕВВА.</i> Основные итоги работы Южно-Абинской станции „Подземгаз“	38
<i>И. И. АНТОШЕВСКИЙ.</i> Итоги работы конторы опытного направленного бурения Лисичанской станции „Подземгаз“ по бурению наклоннонаправленных скважин	43
<i>В. И. ПАНЬКОВСКИЙ.</i> Об оптимальных условиях работы подземных газогенераторов на Подмосковной станции „Подземгаз“	48
<i>Н. А. ФЕДОРОВ, С. П. ГОЛГЕР.</i> Опыт соединения по угольному пласту вертикальных скважин с наклонными	50
<i>В. С. ЗАГРЕБЕЛЬНАЯ.</i> О влиянии статического давления в подземном газогенераторе на показатели процесса газификации	51
<i>Г. В. ГРЕБЕНЩИКОВА.</i> Исследование кинетики реакции конверсии окиси углерода водяным паром в присутствии золы лисичанского угля	54
<i>В. Г. СМЕРНОВ, Ю. А. ВАСИЛЕВИЧ.</i> Бурение скважин на выгазованное пространство с отбором керна	58
<i>Н. Н. ШУМИЛОВСКИЙ, Г. Г. ЯРМОЛЬЧУК.</i> Контроль при направленном бурении и применение масспектрометра для анализа газа ПГУ	61
<i>А. И. СИЛИН—БЕКЧУРИН.</i> Осушение газифицируемых месторождений бурых углей в Подмосковном бассейне	65
<i>Э. А. МЕЕРОВИЧ.</i> Работы энергетического института им. Г. М. Кржижановского АН СССР в области применения электрического тока для целей ПГУ в 1956 г. и дальнейшие задачи исследований	67
<i>И. А. ТУРЧАНИНОВ.</i> О характере выгазования угольного пласта и деформациях покрывающих пород при подземной газификации углей в условиях Подмосковного бассейна	74
<i>М. Я. ШАПИРО.</i> Выбор воздухоудных машин для станций „Подземгаз“	79
<i>Г. А. КАРЧЕВСКИЙ.</i> Об экспедиционной станции „Подземгаз“	86
<i>Н. В. ЛАВРОВ.</i> Перспективы использования физического тепла газов, получаемых при подземной газификации углей	88
<i>В. И. БЕЛОВ.</i> Пульсирующее дутье как метод регулирования качества газа при ПГУ	90
<i>А. А. АГРОСКИН, Р. Я. МЕЛАМЕД, Н. С. МИРИНГОФ.</i> Определение коэффициента температуропроводности углей при нагревании	92
<i>Н. Е. ФИСЕНКО.</i> Осушение угольных месторождений для подземной газификации	96
<i>И. М. ПЕЧУК.</i> Борьба с проникновением газов из подземного газогенератора в горные выработки шахты № 1 треста Скуратовуголь	100
<i>М. М. АЛЬТШУЛЕР, Е. К. ШМАКОВА.</i> К вопросу об эффективности подземной газификации углей в Подмосковном бассейне	105
<i>Г. П. ЗЫБАЛОВА.</i> Ангренский уголь как сырье для подземной газификации	110
<i>Р. Е. ЛЕЩИНЕР, В. П. ЮРЧЕНКО.</i> Зарубежный опыт бурения скважин с продувкой забоя воздухом	113
Новости подземной газификации за рубежом	115

Критика и библиография

<i>Н. В. ЛАВРОВ.</i> О монографии В. А. Спейшера и В. И. Андреева „Сжигание газа подземной газификации в горелках предварительного смешения“	115
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

инж. В. А. МАТВЕЕВ (главный редактор), инж. Ф. И. КЛЕЙМЕНОВ, докт. техн. наук Н. В. ЛАВРОВ, канд. техн. наук Г. О. НУСИНОВ, инж. В. И. ПРОНИН, акад. А. М. ТЕРПИГОРЕВ, докт. техн. наук И. Л. ФАРБЕРОВ, инж. Н. А. ФЕДОРОВ, акад. Л. Д. ШЕВЯКОВ, докт. техн. наук Н. Н. ШУМИЛОВСКИЙ

Техн. редактор Г. Г. Андреев

Корректор М. Э. Гутцайт

Сдано в набор 29/III 1957 г. Подписано в печать 11/V 1957 г. Формат бумаги 60×92¹/₁₆
Печ. л. 15 Уч.-изд. л. 15 Тираж 1950 экз. Т-03688.
Государственное научно-техническое издательство литературы по угольной промышленности
Москва, Грузинский вал, д. 35
Цена 5 руб. Заказ № 997

Типография № 5 Углетехиздата. Москва, Южно-Портовый 1-й пр., 17

**ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОДПИСКА
на 1957 год
на ежеквартальный научно-технический бюллетень**

„Подземная газификация углей“

**МИНИСТЕРСТВА УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И АКАДЕМИИ НАУК СССР**

Бюллетень рассчитан на научных и инженерно-технических работников газовой, горной, химической и энергетической промышленности.

В Бюллетене предусматривается освещение вопросов подземной газификации углей по разделам:

- сырьевая база подземной газификации углей;
- строительство станций „Подземгаз“;
- эксплуатация станций „Подземгаз“;
- научно-исследовательские работы;
- техническая информация;
- критика и библиография.

Подписная цена на год — 20 руб.

Цена одного номера — 5 руб.

ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ

городскими, районными отделами „Союзпечати“, конторами, отделениями и агентствами связи, а также общественными уполномоченными по подписке на предприятиях и в учреждениях.

Цена 5 руб.